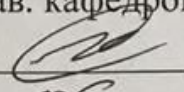


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

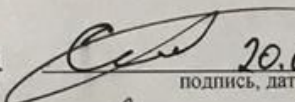
  
Н.В. Савина  
«20» 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие системы электроснабжения космодрома Восточный с центром питания подстанция СК-1

Исполнитель

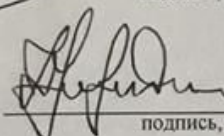
студент группы 542-об4

  
20.06.2019  
подпись, дата

И.К. Сербичев

Руководитель

профессор,  
канд.техн.наук

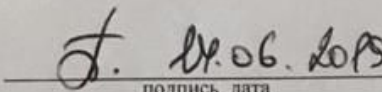
  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и  
экологичности

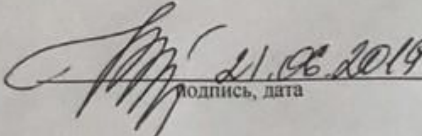
доцент, канд.техн.наук

  
20.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
21.06.2019  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

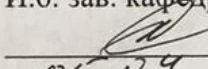
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 05 » 04 Н.В. Савина  
2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Сорбилова  
Игоря Константиновича

1. Тема бакалаврской работы: Развитие системы электроснабжения  
космодрома Восточный с учетом влияния параметров ск-  
(утверждено приказом от 10.04.19 № 753-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 03.06.2019

3. Исходные данные к бакалаврской работе: материалы по предпринятой  
практике, фирменный скелет

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

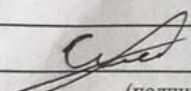
общая характеристика района размещения,  
расчет электроснабжения нагрузки

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 листов,  
Таблицы - 20

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним  
разделов) Консультант по безопасности и экологичности  
А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоев Ю.В., к.т.н., проф.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 с, 12 рисунков, 20 таблиц, 32 источник.

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

В данной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ СК-1 для реализации инфраструктуры внешнего электроснабжения 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 подстанции. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основная часть	9
1.1 Характеристика района расположения подстанции	9
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
1.3 Схема электроснабжения ПС СК-1	11
2 Расчет электрических нагрузок	15
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	15
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	29
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	31
6.1 Выбор комплектного распределительного устройства	32
6.2 Выбор выключателей	34
6.3 Выбор трансформаторов тока	36
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	37
6.5 Выбор комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ-110	40
6.6 Выбор ограничителей перенапряжения	44
6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	51
7 Выбор устройств релейной защиты	52
7.1 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»	52
7.2 Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора	53
7.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты	54
7.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки	55
7.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты	56



7.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора	58
7.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	60
7.5 Газовая защита трансформатора	61
8 Заземление и молниезащита	64
8.1 Расчет заземлителя	64
8.2 Молниезащита подстанции СК-1	67
9 Безопасность и экологичность	71
9.1 Безопасность	71
9.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	71
9.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ	74
9.2 Экологичность	75
9.3 Чрезвычайная ситуация	79
Заключение	84
Библиографический список	85

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

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

ТН – трансформатор напряжения

ПП – прямая последовательность

ОП – обратная последовательность

СН – собственные нужды

## ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 06.11.2007 № 1473 «О космодроме «Восточный» принято решение о создании на территории Амурской области космодрома научного и социально-экономического назначения «Восточный».

Главная причина создания нового космодрома – независимый доступ в космос и сокращение затрат на уже существующий космодром Байконур. Кроме того, траектория полета ракет, запущенных с нового космодрома, не должна проходить над густонаселенными районами, что было дополнительным преимуществом с точки зрения безопасности. Еще одной причиной строительства было улучшение социально-экономической обстановки Амурской области, где и планировалось строительство.

28 апреля 2016 года была запущена первая ракета-носитель с космодрома Восточный. Полет прошел успешно и завершился выводом на орбиту трех искусственных спутников Земли.

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

КЦ «Восточный» это огромный комплекс со своей инфраструктурой. Работа которой зависит от многих критериев. Одним из самых важных является её электроснабжение, которому необходимо уделить особое внимание, т.к. от качества электроснабжения зависит работа каждого элемента космодрома

При проектировании внешнего электроснабжения объектов наземной космической инфраструктуры следует учитывать исключительность Восточного, а так же прежний опыт создания систем электроснабжения космодромов Байконур и Плесецк.

Так же на этапе проектирования учитываются такие факторы как:

- Категория объекта электроснабжения
- Характеристика окружающей среды

- Характеристика технологического процесса
- Пожароопасность
- Наличие химических опасных веществ

Главной целью выпускной квалификационной работы является оптимизация нынешней системы внешнего электроснабжения объектов КЦ Восточный путем добавления новых элементов в схему электроснабжения.

Задачи выполненные в ВКР:

- выбор и проверка трансформаторов на СК-1;
- выбор и проверка оборудования подстанций СК-1;
- защита оборудования подстанции от прямых ударов молнии;
- выбор уставок релейной защиты трансформатора;

Данная квалификационная выпускная работа актуальна тем, что в настоящее время электротехнический персонал космодрома Восточный решает проблемы с повышением надежности электроснабжения КЦ.

Ожидаемым результатом является получение системы внешнего электроснабжения отличающееся высокой надежностью 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 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Характеристика района расположения подстанции

Космодром «Восточный» находится на Дальнем Востоке России, в Амурской области, примерно в 15 километрах к северо-востоку от закрытого посёлка Углегорска, недавно переименованного в город Циолковский, и в 200 километрах севернее Благовещенска.

В целом климат резко континентальный с продолжительной морозной зимой и умеренно теплым дождливым летом, характерны большие амплитуды температур теплого и холодного сезонов года, умеренное количество осадков, которые распределяются по сезонам очень неравномерно.

Согласно многолетним метеорологическим наблюдениям средняя годовая температура воздуха колеблется от  $-1^{\circ}\text{C}$  до  $-3,5^{\circ}\text{C}$ . Самый холодный месяц – январь, со средней месячной температурой  $-25,6^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный температурный минимум зафиксирован на уровне  $-49^{\circ}\text{C}$ .

Основные сведения сведены в таблицу

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчётная величина
1	2
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	29
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-39
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-1,5
Высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	+34,8
Число грозных часов в год	20
Температура гололедообразования, $^{\circ}\text{C}$	-10–14
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,34

1	2
Сейсмичность района, балл	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,6
Эквивалентное удельное сопротивление грунта летом, Ом·м	33
Эквивалентное удельное сопротивление грунта зимой, Ом·м	47
Сейсмичность района, балл	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,6
Эквивалентное удельное сопротивление грунта летом, Ом·м	33
Эквивалентное удельное сопротивление грунта зимой, Ом·м	47

## 1.2. Характеристика существующей системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный осуществляет 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 передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: стартовый комплекс, технический комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры.

В качестве основных источников питания используются подстанции Амурская и Ледяная. От данных подстанций осуществляется передача электроэнергии по линиям 220 кВ на головные понизительные подстанции (ГПП).

ГПП в свою очередь осуществляет питание таких подстанций, как СК-1 110/10кВ и Аэродром 110/10кВ.

В качестве аварийных источников питания на объектах установлены дизельные электростанции (ДЭС).

Потребители электроэнергии космодрома делятся на 3 категории:

Потребители 1-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, подготовку и пуск РКН. В зависимости от допустимых перерывов в электроснабжении потребители 1-й категории подразделяются на две группы: группа 1 -А - потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении; группа 1-Е - потребители, допускающие перерыв в электроэнергии на время автоматического включения резервного источника электроэнергии, Электроснабжение потребителей 1-й категории осуществляется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии с устройством автоматического включения резервного источника.

Потребители 2-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии, что не приводит к снижению боевой готовности. Электроснабжение потребителей 2-й категории осуществляется от двух независимых источников электроэнергии, при этом допускается включение 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 потребителей 3-й категории осуществляется, как правило, от одного источника электроэнергии.

### **1.3. Схема электроснабжения ПС СК-1**

Космодром, как оперативное объединение, предназначен для создания орбитальной группировки КА, ее наращивания и восполнения. В соответствии предназначением космодром решает задачи;

- Прием 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.

Для решения указанных задач космодром имеет в своем составе:

- 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. На территории космодрома расположены следующие основные объекты:
- 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: Промзона, ТБО и КСИСО. На подстанции установлены два автотрансформаторами АДЦТН 63000/220/110/10, распределительные устройства на напряжения 220 и 110кВ выполнены в виде КРУЭ, распределительное устройство на напряжение 10кВ выполнено в виде КРУ.

Подстанция 110/10 СК-1, питается от подстанции ГПП по линии 110кВ. Главными потребителями являются 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.

Подстанция 110/10кВ “Аэродром”, питается от подстанции ГПП. Главными потребителями являются: Аэропортовый комплекс, комплекс эксплуатации районов падения и водозабор №5. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Подстанция 220/10кВ “Восточная”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. Главные потребители: Промышленная строительно-эксплуатационная база ( ПСЭБ), деловой центр, жилой фонд. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/220/10, распределительное устройство на напряжение 220кВ 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, схема приведена на рисунке . Технологического присоединения от ПС 500/220/110/35/6 Амурская еще не произведено.

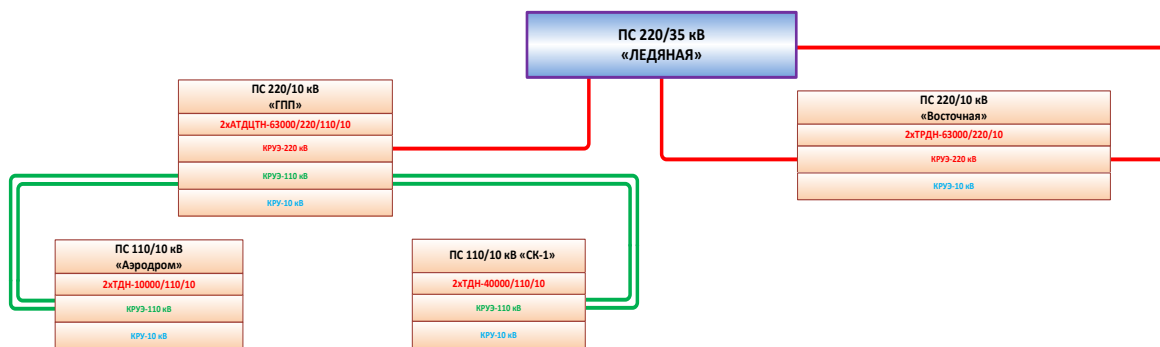


Рис.1. Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный электроснабжения на 2019 год

Наличие на космодроме потребителей первой категории подразумевает использование двух независимых источников питания. Для решения этой проблемы, и для повышения надежности системы электроснабжения предлагается ввести подстанцию 220/110/10 ГПП2, источником питания для которой станет подстанция 500/220/110/35/10 Амурская, а так же планируется ввести подстанцию 110/10 СК-2, схема приведена на рисунке . Окончание строительства подстанции СК-2 ориентировано на 2022 год. Главной ее функций будет обеспечение электроэнергией наземнокосмического комплекса для ракетносителей тяжелого класса “Ангара”.

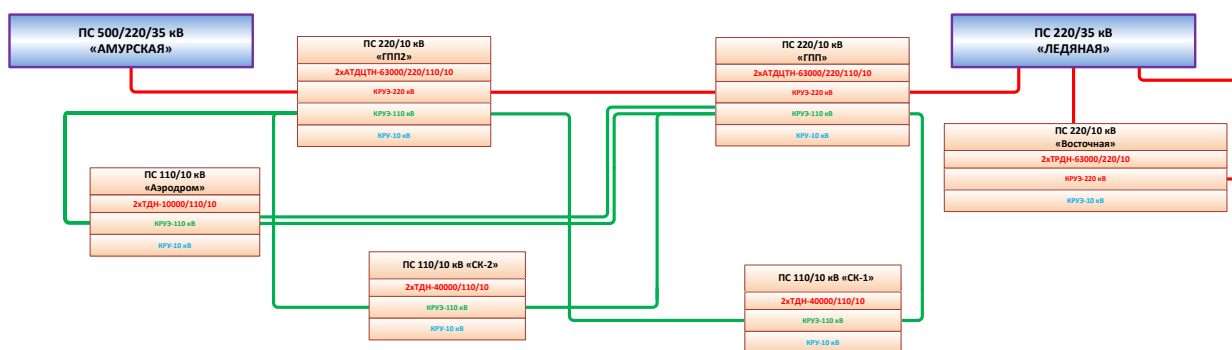


Рисунок 2 - Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2022 год.



## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1. Определение расчетных электрических нагрузок

Для того, чтобы правильно выбрать систему электроснабжения, необходимо определить электрические нагрузки, исходя из величин которых будет возможно установить параметры всех элементов схемы.

Расчет электрических нагрузок является наиболее ответственным расчетом, выполняемым при проектировании системы электроснабжения любого предприятия, ведь от правильности расчета.

Расчет электрических нагрузок возможно производить несколькими методами, такими как: метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно–статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки. Подробный расчет нагрузок произведен на примере подстанции ТП-ВЗС №1, т.к. подстанция СК-1 является источником питания для данной ТП. При выполнении расчета электрических нагрузок был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, т.к. этот метод по сравнению с другими методами обеспечивает наибольшую точность расчета.

Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Определение расчетной электрической нагрузки по данному методу производится в следующем порядке:

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

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

где  $ПВ$  – паспортная продолжительность включения;

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

2. Электроприемники разбиваются на характерные категории.

3. Определяется номинальная мощность (активную  $P_{НОМ}$  и реактивную  $Q_{НОМ}$ ) группы электроприемников (ЭП) как алгебраическая сумма 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 электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

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

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы электроприемников.

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

5. Определяются средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

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

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

6. Определяется эффективное число ЭП:

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

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:

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

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 представлены в таблице 1. В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ.

Таблица 2 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	$n$ , шт	$P_{\text{ЭП}}$ , кВт	$K_u$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5
Установка обезжелезивания	2	1	0,8	1,17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Насос подачи обезжелезенной воды в резервуар	6	3	0,7	0,75
Установка микрофльтрации	1	22	0,6	0,8
Насос подачи воды на фильтры обезжелезивания	3	4	0,7	0,75
Блок подготовки и дозирования раствора	5	3	0,6	0,8
Насос перекачки усредненной промывной воды	2	7,5	0,7	0,75
Установка механического обезвоживания осадка	2	1	0,6	0,8
Установка сгущения осадка	2	0,37	0,6	0,8
Насос перекачки осадка	2	2,2	0,7	0,75
Кран мостовой ПВ=40%	4	3,5	0,1	1,73
Воздуходувка	2	7,5	0,6	0,75
Дренажный насос	2	2,1	0,7	0,75
Пожарный насос	3	160	0,7	0,75
Насос дежурного режима	2	90	0,7	0,75
Питьевые насосы	6	30	0,7	0,75

В составе комплекса водоподготовки водозаборных сооружений 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 такой группы электроприемников, как 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 равен:

$$K_{и.ср} = 0,1$$

4. Средняя суммарная активная и реактивная мощность:

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

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

5. Расчетная активная и реактивная мощности:

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

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

Расчетные мощности остальных групп электроприемников сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Характерные категории ЭП

Категория	$P_{НОМ\Sigma}$ , кВт	$P_{ср\Sigma}$ , кВт	$Q_{ср\Sigma}$ , кВар	$k_{исп}$	$tg\varphi$	пЭ	$K_p$	$P_{расч}$ , кВт	$Q_{расч}$ , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентильные установки	15	9	6,75	0,6	0,75	2	1,33	11,9	7,4
Установки фильтрации	39	23,4	18,72	0,6	0,8	4	1,12	27,8	21,9
Насосы с $K_u=0,7$	893,6	625,5	469,1	0,7	0,75	12	1	625,5	469,1
Краны	7	0,7	1,21	0,1	1,73	4	3,24	2,9	1,7

## 2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка сборочного здания водоподготовки будет определяться следующему выражению:

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

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

где  $A, B$  – ширина и длина производственного помещения;

$a$  – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м<sup>3</sup>

$$Q_{осв} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

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

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

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

$$P_{p\Sigma} = 625,5 + 11,9 + 27,8 + 2,9 + 7,6 = 675,7 \text{ кВт};$$

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

$$Q_{p\Sigma} = 469,1 + 7,4 + 21,9 + 1,7 + 6,7 = 506,8 \text{ кВар}.$$

В связи перспективой развития космодрома «Восточный» ожидается подключение дополнительной нагрузки равной:

$$P_{оэ} = 570 \text{ кВт};$$

$$Q_{оэ} = 300 \text{ кВар}.$$

Тогда полная нагрузка комплекса водоподготовки с перспективой развития составит:



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

$$S_p = \sqrt{(675,7 + 570)^2 + (506,8 + 300)^2} = 1482,1 \text{ кВА.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки комплекса водоподготовки.

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные мощности электроприемников

Наименование	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА
ТП-ВЗС №1	1867,4	1111,6	2223,2
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-1(ПСЗ-30)	505,0	300,6	601,2
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

ТII coop.5	1228,0	731,0	1461,9
ТII coop.6	1295,5	771,2	1542,3

## Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ТП coop.7	811,7	483,2	966,3
ТП coop.10	1266,6	753,9	1507,8
ТП coop.17	463,2	275,7	551,4
ТП coop.24А	793,2	472,1	944,3
ТП coop.24Б	470,5	280,1	560,1
ТП coop.24В	197,1	117,3	234,6
ТП coop.24Г	492,0	292,9	585,8
ТП coop.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

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «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».

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения 10кВ, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4.[1].

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств 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 необходимо вычислить 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:

$$Q_{\phi}^{KV} = n_{KV} \cdot S_{KV} \text{ Мвар.} \quad (17)$$

где  $n_{KV}$  – 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 компенсации реактивной мощности ВАРНЕТ - Н - 10 - 0Л6300.

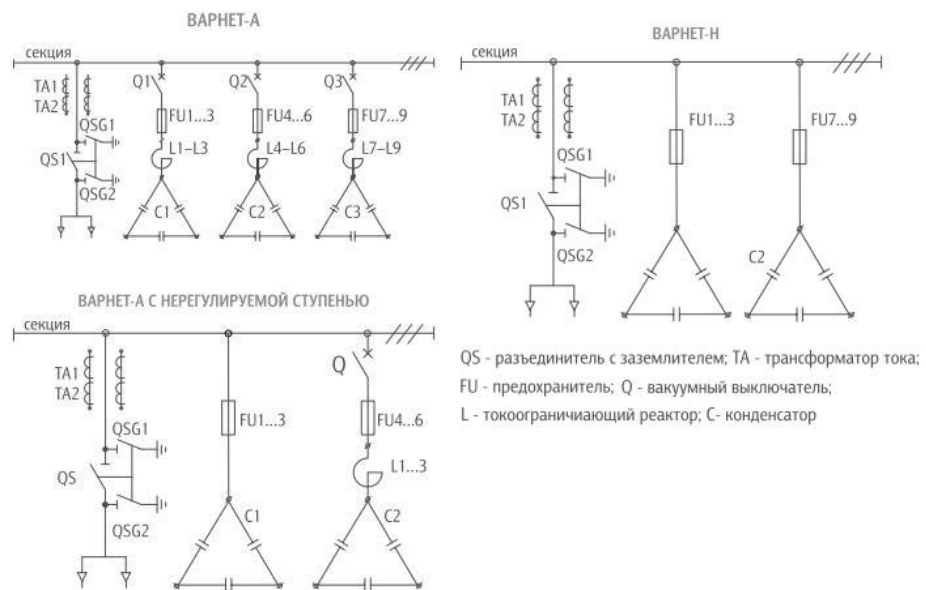


Рисунок 3 - Однолинейная схема компенсаторной установки

### 3.2 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор - это электрический аппарат, который предназначен для преобразования электрической энергии одного значения напряжения в электрическую энергию другого значения напряжения и

используется для передачи энергии на большие расстояния с меньшими потерями.

Число трансформаторов зависит от категории потребителей. Так как от подстанции СК-1 питаются потребители 1 и 2 категории, то число трансформаторов равно двум.

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА:

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

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки;

$P_{\Sigma}$  – суммарная активная расчетная мощность;

$Q_{\text{неск}}$  – некомпенсированная мощность.

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

Выбираем трансформатор ТДН-40000/110- УХЛ1, с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток  $Y_0/\Delta$ .

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

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



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

Так же рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

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

Согласно ГОСТ 14794-79 устанавливается следующая структура условного обозначения трансформаторов:

ТДН – 40000/110-УХЛ1

Т - трехфазный;

Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла.;

Н - трансформатор с РПН;

40000 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

110 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры трансформатора

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

Номинальные токи на стороне ВН и НН определим.

$$I_{ВН} = 200,8 \text{ A}$$

$$I_{НН} = 2200 \text{ A}$$

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором – минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент.

Перед началом расчетов токов КЗ необходимо составить схему замещения.

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент [2].

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

Расчет будем вести в именованных единицах.

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

Определим сопротивление системы  $X_{C1}$  :

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

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

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

Для трансформатора ТДН-40000/110-УХЛ1 имеем следующие исходные данные:

$$S_{ном} = 40 \text{ МВА};$$

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

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

Определим сопротивления короткого замыкания трансформатора:

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

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

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 4.

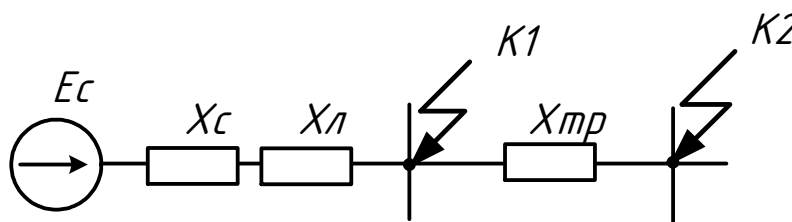


Рисунок 4 - Схема замещения прямой последовательности

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

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

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

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

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

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

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

Рассчитаем токи для КЗ 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 токи для КЗ 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 6 – Результаты расчета токов КЗ для ВЛ

Вид КЗ	Расчетные точки	
	К1	К2
1	2	3
Трехфазное	1,94	10,28
Двухфазное	1,68	8,9
Однофазное	1,35	-



## 5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

При вводе новой подстанции ГПП-2 220/110/10 планируется соединить ее ЛЭП с подстанцией СК-1, для обеспечения надежности электроснабжения космодрома. Одним из важных параметров линии является размер сечения провода.

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

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

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

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

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

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

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

Расчетное значение тока, текущего по линии:

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

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

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;  
 $\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_M$ ).

Для воздушных линий 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 произведем по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{дон} \tag{28}$$

Выбираем провод марки АС-120/19.

$$0,286 \leq 0,390$$

## 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 должно выполняться условие:

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

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

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

Ток нагрузки, протекающий через аппарат,  $I_{\text{РАБ.МАХ}}$  не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

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

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

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

где  $i_{\text{max}}$  и  $I_{\text{max}}$  – 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.,  $t_{откл}$  или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя  $t_B$  и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать 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  $t_{отк}$ .

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

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{yд} = \sqrt{2} I_{н0} K_{yд}. \quad (34)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{н0}$$

Для того, чтобы найти ударный ток, необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных [6].

$$i_{yд1} = \sqrt{2} \cdot 10,28 \cdot 1,717 = 25 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{н0};$$

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

Расчет для точки ВН ведется аналогично.

Таблица 7 – Токи короткого замыкания.

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

### 6.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и другими устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся 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. Шкаф КРУ СЭЩ представляет собой каркасно-модульную конструкцию, собранную из отдельных модулей со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, управления, автоматики и сигнализации. Шкафы КРУ СЭЩ рассчитаны на одностороннее обслуживание. Компоновка шкафов предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУ.

Таблица 8 – Технические характеристики КРУ.

Наименование параметра, показатели классификации	Значение параметра, исполнение
1	2

1	2
1 Номинальное напряжение (линейное), кВ	10
2 Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
4 Номинальный ток сборных шин, А	1600
5 Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ СЭЩ, кА,	31,5
6 Ток термической стойкости	31,5
7 Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ СЭЩ, кА,	51
Номинальная частота, Гц	50
8 Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень "Б"

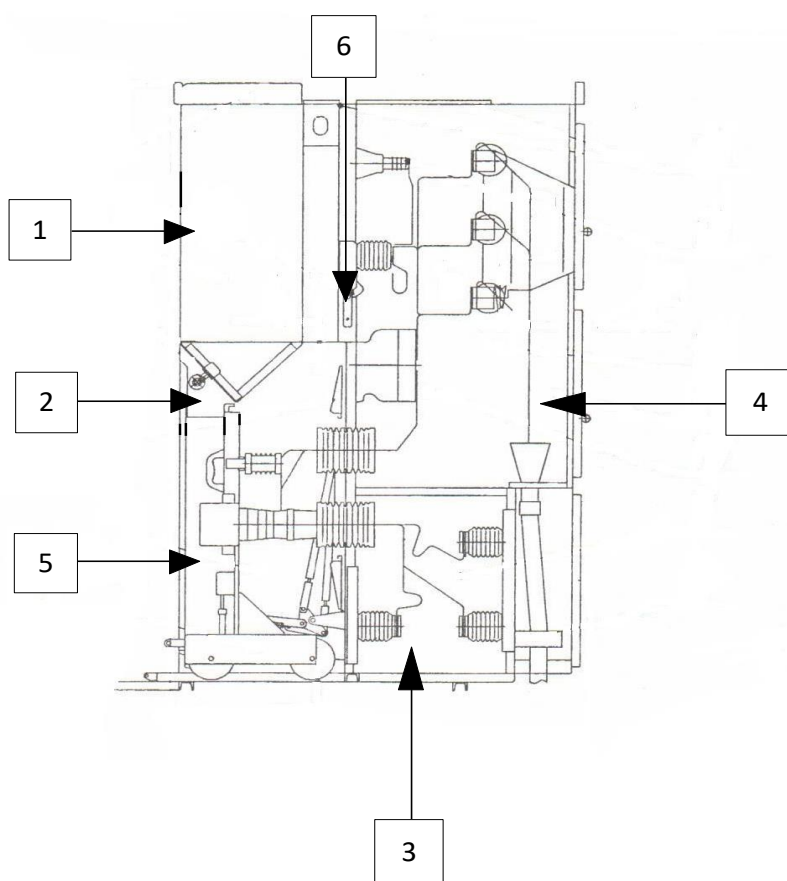


Рисунок 5 - Устройство ячейки с выключателем

1. Релейный отсек; 2. Отсек выключателя; 3. Отсек сборных шин; 4. Отсек кабельного ввода; 5. Выкатной элемент с выключателем; 6. Контакты заземляющих ножей.

## 6.2 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода [5].

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

Вакуумный выключатель, предназначен для работы в комплектных распределительных устройствах (КРУ) и камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) внутренней установки класса напряжения до 20 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью

Полюса в колонковом исполнении крепятся к основанию. Токоведущие части полюсов выключателя находятся в корпусе из изоляционного материала и защищены от ударов и других внешних воздействий.

Если выключатель включен, то путь протекания тока проходит от верхнего вывода и держателя камеры, установленного в изоляционном корпусе к фиксированному контакту в вакуумной камере, затем через подвижный контакт и роликовый контакт к нижнему выводу. Отключающее движение передается через изоляционную соединительную тягу со встроенными контактными пружинами [15].

Таблица 9 – Параметры выбора выключателя VD4-10кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2200(1100) \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} = 10,28 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

1	2	3
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} = 10,28 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} = 10,28 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 24,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$



Рисунок 6 - Лицевая сторона выключателя с индикатором положения контактов и управляющими элементами: 1. Шкаф привода выключателя; 2. Кнопка включения; 3. Кнопка отключения; 4. Механический указатель положения контактов выключателя; 5. Счётчик коммутаций; 6. Вырез для рычага заводки пружин; 7. Указатель состояния пружины привода.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока



Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. Трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 применяются в схемах измерений и учета электрической энергии.



Рисунок 7 - Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Трансформаторы тока работают в режиме близком к короткому замыканию. Размыкание их вторичных обмоток приводит к аварийному режиму, поэтому вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, или закорочены на специальных зажимах.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10 приведено в таблице 9.

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

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_n$

1	2	3
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1159,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Как видно из таблиц, выбранный трансформатор тока соответствует требуемым условиям.

#### 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [3].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки, согласно условию;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

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

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

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

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов подключают к нему.

Примем к установке в данных КРУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАМИТ-10кВ. Трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10 служат для преобразования высокого напряжения в низкое, удобное для измерения величины. Трансформаторы обеспечивают питание приборов учета

электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защит, автоматики и используются, когда требуется измерение фазных напряжений и контроль изоляции сети 10 кВ.

Трансформатор напряжения НАМИТ-10 - трехфазный, антирезонансный, масляный представляет собой соединённые конструктивно в единое целое два трансформатора напряжения [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 ТНКИ и заземлена, вторичная обмотка выведена на крышку трансформатора. Предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждения при однофазных замыканиях и феррорезонансе.

Трансформаторы устанавливаются в шкафах КРУ(Н) и в закрытых РУ промышленных предприятий.

Климатическое исполнение «УХЛ», категория размещения 2 по ГОСТ 15150

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 11. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10 кВ представлено в таблице 12.

Таблица 11– Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	5	1	5

1	2	3	4	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт.и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

### 6.5 Выбор комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ-110

КРУЭ 110 кВ – это высоковольтное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, предназначенное для приема и распределения электрической энергии на напряжение 110 кВ.

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

- 1) По номинальному напряжению:

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

$$110кВ \geq 110кВ$$

- 2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч} \quad (37)$$

$$1250А \geq 201А$$

- 3) По отключающей способности:

- a) на симметричный ток отключения:

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

$$31,5кА \geq 1,94кА$$

- б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

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

$$\text{Где } \tau = t_{p.з} + t_{c.б} = 0,01 + 0,033 = 0,043\text{с} \quad (40)$$

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

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

Величина  $\beta_{ном}$  регламентируется ГОСТом в виде кривой  $\beta_{ном} = f(\tau)$ , приведенной на рисунке 8.

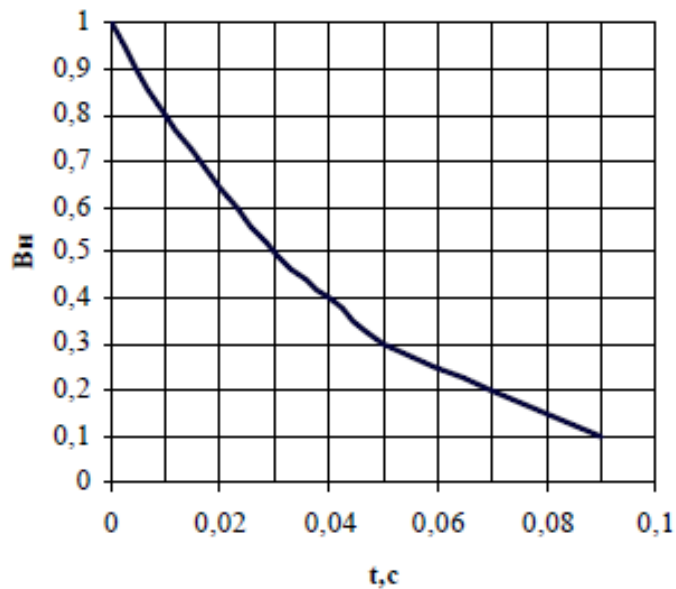


Рисунок 8 - График зависимости  $\beta_{ном}(t)$

По рисунку  $\beta_{ном} = 0,38$

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

$$i_{\alpha.\tau} = 2,74 \text{ кА};$$

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

4) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{н.о} \quad (41)$$

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

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (42)$$

$$79 \text{ кА} \geq 4,72 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_{к} = I_{н.о}^2 \cdot t_{тер} \quad (43)$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

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

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:

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

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

Все каталожные и расчетный величины выбора сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор выключателя и разъединителя КРУЭ

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

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей и разъединителей КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Проведем проверку для трансформаторов тока выбранного КРУЭ:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (44)$$

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (45)$$

$$201\text{А} \leq 600\text{А}$$

3) По 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) По величине вторичной нагрузки:

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

Мощности приборов, подключенных к трансформатору тока указана в таблице 14.

Таблица 14 – Мощность приборов

Наименование приборов	S <sub>обм</sub> , ВА	Нагрузка		
		А	В	С
1	2	3	4	5
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:

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

$$12,5 \text{ ВА} \leq 30 \text{ А}$$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения выбранного КРУЭ:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

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

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У<sub>0</sub>-0»;

3) По классу точности: 0,5;

4) По вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$$

Таблица 15 – Мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Нагрузка	
						P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
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:

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

$$20,39\text{ВА} \leq 30\text{ВА}$$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

### 6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН)-электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор. Варисторы - это полупроводниковые резисторы, в которых используется эффект уменьшения сопротивления полупроводникового материала при увеличении приложенного напряжения.

Основное отличие материала нелинейных резисторов ограничителей от материала резисторов вентильных разрядников состоит в резко нелинейной вольт-амперной характеристики (ВАХ) и повышенной пропускной способности. Применение в ОПН высоконелинейных резисторов позволило исключить из конструкции аппарата искровые промежутки, что устраняет целый ряд недостатков, присущих вентильным разрядникам.

Основной компонент материала резисторов ОПН – оксид (окись) цинка. Оксид цинка смешивают с оксидами других металлов – закисью и окисью кобальта, окисью висмута и др. Варисторы на основе оксида цинка являются системой последовательно– параллельно включённых р – n переходов. Эти р – n переходы и определяют нелинейные свойства варисторов, то есть нелинейную зависимость величины тока, протекающего через варистор, от приложенного к нему напряжения.

В настоящее время варисторы для ограничителей изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28 – 150 мм, высотой 5 – 60 мм. На торцевой части дисков методом металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0.05-0.30 мм. Боковые поверхности диска покрывают глифталевой эмалью, что повышает пропускную способность при импульсах тока с крутым фронтом.

Диаметр варистора определяет пропускную способность варистора по току, а его высота - параметры по напряжению.

При изготовлении ОПН то или иное количество варисторов соединяют последовательно в так называемую колонку. В зависимости от требуемых характеристик ОПН и его конструкции и имеющихся на предприятии варисторов ограничитель может состоять из одной колонки (состоящей даже из одного варистора) или из ряда колонок, соединённых между собой последовательно/ параллельно.

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

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

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

где  $U_{н\delta}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

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

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

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

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

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

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (Рис.9.), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

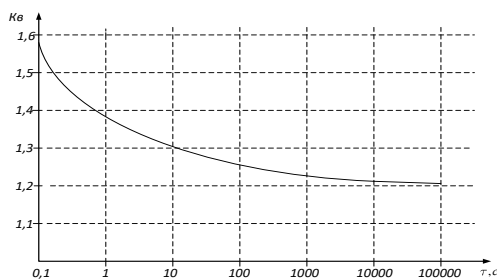


Рисунок 9 - График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

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.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

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

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

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

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчетная частота;

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{ост}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
1	2
10	200-500

35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

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

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

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей 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 силового трансформатора. Трансформаторы напряжения на ОРУ 110 кВ будут находиться в зоне защиты данных ОПН. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор из-за близкого их расположения [11].

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

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

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

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

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки POLIM I-12N.

Таблица 17 – Основные технические характеристики POLIM I-12N

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

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

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

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

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

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки Rexlim Q96XV123. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 18.



Рисунок 10 - Ограничитель перенапряжений Rexlim Q96XV123.



Таблица 18 – Технические характеристики Рехлим Q96XV123

Напряжение сети, кВ	110-420
Номинальное напряжение ОПН, кВ	90-360
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Выдерживаемый импульсный ток: - 4/10 мкс, кА - 1,2/2,5 мс, А - прямоугольный импульс 2000 мкс, А	100 900 900
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВ Уном	4,5
Ток взрывобезопасности, кА	50
Изгибающий момент, Нм	2500

### 6.7. Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд ПС110/10 СК-1 обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4кВ. Состав потребителей СН подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам с СН с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять  $P_{уст}$  при  $\cos\varphi = 0,85$

тогда расчетная нагрузка:

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

где  $K_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент  
одновременности загрузки;

$P_{уст} = 410 \text{ кВт}$  – ориентировочная установленная активная мощность  
собственных нужд.

Тогда:

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

Принимаем два трансформатора  $T_{100}$ .

## 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 своей работе я рассчитываю релейную защиту трансформатора на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

### **7.1. Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»**

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

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. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит максимально-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:

Двухобмоточный трансформатор 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 соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

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

Первичный ток на стороне ВН равен:

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

На стороне НН:

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

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

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

Коэффициент трансформации для стороны ВН равен:

$$K_{IB} = \frac{600}{5}.$$

На стороне НН:

$$K_{НН} = \frac{4000}{5}.$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока 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 стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 2 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 2,63 \text{ А}.$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для  $I_{НОМ} = 5$  базисные токи должны входить в 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) определяется 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  $\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;



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

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

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

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

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие:

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

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

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

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

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

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

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

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

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

Для нашего расчета принимаем значение 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

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

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

коэффициент возврата реле  $-k_{\epsilon} = 0,92$ ;

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

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

Поэтому вычисляем максимальный ток 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.

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

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (1.4) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки  $k_{отс} = 1,2$  согласно [12]; коэффициент самозапуска двигателей  $k_{зан} = 1,5$  согласно [12]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т»  $k_{г} = 0,92$  согласно [13].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

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

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

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита равен:

$$I_{ср.МТЗ} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}; \quad (67)$$

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

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

Принимаем  $I_{ср.МТЗ} = 4,4 \text{ А}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗВН по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{I_{ср.МТЗ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ}}; \quad (68)$$

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

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН (в точке К2 ).

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{МТЗ}}; \quad (69)$$

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

Отсюда следует, что максимально-токовая защита устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t,$$

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

$\Delta t$  – ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

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

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

#### **7.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора**

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, 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 контрольтоков как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

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

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

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

$I_{В.НОМ}$  – 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. 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.

Время срабатывания защиты от перегрузки 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

ГЗ трансформатора является основной защитой и предназначена для защиты трансформатора от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа или перетоком масла из корпуса трансформатора в расширитель или понижением уровня масла.

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.

Кроме того, ГЗ может предотвратить развитие условий, приводящих к повреждению трансформатора, таких как падение уровня масла вследствие

утечки или проникновение воздуха в результате дефекта в системе циркуляции масла.



Рисунок 11 - Газовое реле BF80/10

Работа газового реле основана на том явлении, что повреждение внутри бака вызывает нагрев и разложение масла, с выделением пузырьков газа.

Трансформатор устанавливается под углом 2 градуса к горизонту, поэтому пузырьки газа устремляются вверх в расширительный бак через трубу, в которой установлено газовое реле. В нормальном режиме работы трансформатора газовое реле заполнено маслом, но при появлении пузырьков газа, масло под давлением вытесняется из реле, поплавков опускается и замыкает контакт.

Защита имеет две ступени срабатывания. Первая ступень действует на сигнал и срабатывает при снижении уровня масла ниже уровня сигнального элемента газового реле, при незначительном газообразовании в баке трансформатора и накоплении газа в корпусе газового реле. Вторая ступень срабатывает при практически полном вытеснении масла из корпуса газового реле газом, вызванным бурным разложением масла, либо утечкой масла и действует без выдержки времени на отключения 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

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2;$$

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

$$d = 16 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

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

Выполняем проверку сечения на 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.

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

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

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (75)$$

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

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (76)$$

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

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  $\sqrt{S}$ .

Рассчитаем 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:

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

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

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

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

Условие выполняется.

Рассчитаем длину 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 количество вертикальных электродов:

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

Принимаем:  $n_B = 31$ .

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:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем:  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ .

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

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

где  $\rho_1, \rho_2$  – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

$k$  – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (83)$$

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

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

формуле(83):

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

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

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

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:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (84)$$

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

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (85)$$

Условие  $R_H < 0,5$  выполняется.

## 8.2 Молниезащита подстанции СК-1

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

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.

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 110кВ, высотой  $h_x = 11,35$  м.

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

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (86)$$

где  $h_0$  - эффективная высота молниеотвода, м;

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (87)$$

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

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (88)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

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

Сделаем 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 19.

Таблица 19 – 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			

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе в графической части.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1. Безопасность

КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, поскольку токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование 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.

9.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

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 короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

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. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (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 короткого замыкания 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 кон-

тура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления. Выбор сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, а также расчет контура заземления был произведен исходя из значений тока термической стойкости.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

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.

Элегаз — газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК составляет 5000 мг/м<sup>3</sup>.

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 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 специальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью.

Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

### 9.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

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.

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

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

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

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

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

заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, 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 открываются одним ключом.

## 9.2 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 маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «СК-1» установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 20 [18].

Таблица 20 – Параметры трансформатора ТДН-40000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
1	2	3	4	5	6	7
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-1» 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-1» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (89)$$

где  $\rho_m$ - 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 течении 30 минут со скоростью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ . Определим, сколько воды расходуется за этот период ( $30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$ ):

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

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (90)$$

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

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (91)$$

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

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (92)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (93)$$

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  $35 \text{ м}^3$ . 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]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (94)$$

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.

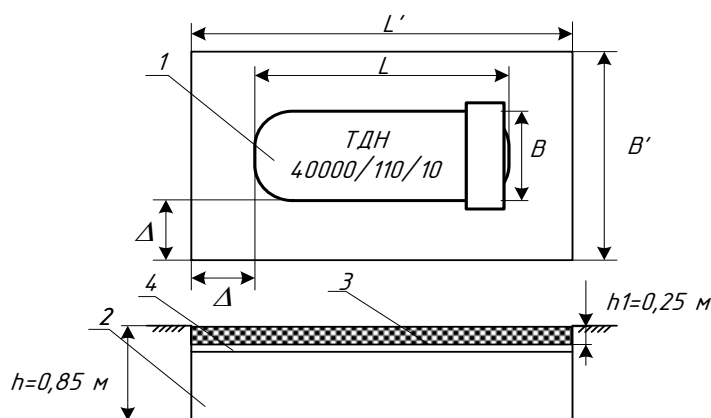


Рисунок 12 - Схема маслоприёмника

На рисунке 12 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 указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть 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. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

### **9.3 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) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен 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 масло-приемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре 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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной работы были выполнены основные задачи по проектированию подстанции 110/10 СК-1. Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выполнен расчёт молниезащиты и сетки заземления ПС 110/10 СК-1. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2018).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 2.06.2018).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 16.05.2018).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по

выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.