

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ПС 220 кВ в связи со строительством 2-х  
линейных ячеек в ОРУ 110 кВ

Обучающийся

С.Д. Жуков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа направлена на разработку и обоснование технических решений, принимаемых при реконструкции ПС «Хопер» в связи со строительством 2-х линейных ячеек в ОРУ 110 кВ.

Выполнен расчет токов КЗ на шинах ПС 220 кВ «Хопер», а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 220 кВ и выше. Определена минимальная отключающая способность высоковольтных выключателей.

Все новое электрооборудование ПС было выбрано по номинальным параметрам и проверено на стойкость к токам коротких замыканий.

Произведен расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Разработан ряд мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости для нормального функционирования современных микропроцессорных устройств РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ с электромагнитной обстановкой на подстанции.

Выполнен расчет нагрузок приемников собственных нужд проектируемых оборудования по наиболее тяжелому условию (зимний максимум).

Проведена проверка на селективность вышестоящих и нижестоящих АВ в устанавливаемых шкафах и ЩСН.

Рассмотрены требования по обеспечению надежного питания потребителей подстанции.

Бакалаврская работа состоит из записки объемом 56 страниц печатного текста и графической части, выполненной на листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Расчет токов короткого замыкания .....	8
1.1 Расчетная схема сети .....	8
1.2 Определение токов КЗ .....	11
2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбор конструктивных и инженерно-технических решений .....	14
2.1 Выбор основного оборудования.....	15
2.2 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения .....	19
2.2.1 Расчет встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №1 .....	19
2.2.2 Расчет встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №2 .....	25
2.2.3 Анализ возможности изготовления проектируемых измерительных трансформаторов тока.....	29
2.2.4 Расчет вторичных цепей ТН 110 кВ.....	29
2.3 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости .....	38
3 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности.....	41
3.1 Расчет присоединяемой мощности электроприемников собственных нужд проектируемых ячеек.....	41
3.2 Выбор кабеля на длительно допустимый ток и термическую стойкость .....	43
4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии..	46
5 Мероприятия по заземлению и молниезащите .....	47
6 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры.....	48
6.1 Кабельное хозяйство.....	48
6.2 Описание системы рабочего, аварийного и охранного освещения .....	49

Заключение .....	51
Список используемой литературы .....	54

## Введение

ПС 220 кВ «Хопер» является сооружением электросетевого комплекса, расположенным по адресу: РФ, Саратовская область, г. Балашов, ул. Пригородная, д. 4. Состоит из: здания щита управления (литер В), насосной (литер Д), пожарного водоема (литер I), внутриплощадочной дороги (литер II), ограждения (литер III), ворот (литер VII), ОРУ-220 кВ (литер VIII), ОРУ-110 кВ (литер IX), КРУН-10 кВ (2 шт.) (литер X), маслоуловитель (литер XI), система аварийного сброса масла (литер XII).

На рисунке 1 показан ситуационный план расположения ПС 220 кВ «Хопер».



Рисунок 1 - Ситуационный план расположения ПС 220 кВ «Хопер»

Назначением ПС является прием, преобразование и передача

электрической энергии.

Реконструкция ПС 220 кВ Хопер с расширением ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки необходима для осуществления ТП энергопринимающих устройств ООО «Саратовские биотехнологии» (ЛЭП 110, ГПП 110/10 кВ 2х40 МВА).

Основные характеристики ПС 220 кВ «Хопер» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные характеристики ПС 220 кВ «Хопер»

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Номинальные напряжения, кВ	220, 110, 10
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 220 кВ; ОРУ 110 кВ; КРУН 10 кВ
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 220 кВ – схема «Мостик с выключателем в цепи автотрансформатора АТ-1 и отделителем в цепи автотрансформатора АТ-2 ремонтной перемычкой со стороны линий»; ОРУ 110 кВ – схема № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин»; КРУН 10 кВ – схема «Две системы шин»
Количество ЛЭП, КВЛ подключаемых к ПС, по каждому РУ	ВЛ 220 кВ – 2, ВЛ 110 кВ – 13, КЛ 10 кВ - 3
Мощность силовых (авто)трансформаторов, линейных регулировочных / вольтодобавочных трансформаторов	АТ-1 - АДЦТН-125000/220/110-68У1 АТ-2 - АДЦТН-125000/220/110-68У1 ЛРТ-1 - ЛТМН-16000/10У1 ЛРТ-2 - ЛТМН-16000/10У1
Токоограничивающие реакторы	РТ-10 АТ-1 - РБНГ-10-1000-0,45 РТ-10 АТ-2 - РБНГ-10-1000-0,45
Система собственных нужд	2 секции шин 0,4 кВ. Трансформаторы собственных нужд: ТСН-1 - ТМ-400/10/0,4 ТСН-2 - ТМ-630/10/0,4
Система оперативного постоянного тока	Свинцово-кислотная аккумуляторная батарея (СОПТ) типа 12 OPzS 1260, состоящая из 126 элементов, с номинальной емкостью 1260 А/ч

Изоляция ошиновки ОРУ 220, 110 кВ выполнена с применением стеклянных изоляторов.

Оперативный ток на ПС – постоянный ток, напряжение 220 В.

Подстанция расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы.

Защита ОРУ 220, 110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется при помощи существующих молниеотводов, установленных отдельно и на ячейковых порталах. Защита оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений выполнена существующими ограничителями перенапряжений.

По территории ПС контрольные и силовые кабели проложены в кабельных лотках. Вид оперативного обслуживания ПС: постоянный оперативный персонал.

Реконструкция осуществляется на территории действующей ПС 220 кВ «Хопер» и предусматривает:

- монтаж проектируемого электротехнического оборудования и его опорных конструкций, кабеля и кабельных конструкций, шинных порталов и их опорных конструкций на территории ОРУ 110 кВ;

- монтаж оборудования вторичной коммутации и кабельной продукции в здании ГЩУ и на территории ОРУ 110 кВ;

- включение ячеек КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №1 и КЛ 110 кВ Хопер - ГПП №2 в работу;

- благоустройство участка реконструкции.

Целью бакалаврской работы является разработка и обоснование технических решений, принимаемых при реконструкции ПС «Хопер» в связи со строительством 2-х линейных ячеек в ОРУ 110 кВ.

## **1 Расчет токов короткого замыкания**

Расчет токов короткого замыкания производится на шинах объекта проектирования (ПС 220 кВ «Хопер»), а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 220 кВ и выше. Расчеты выполняются на год предполагаемого окончания реконструкции ПС 220 кВ «Хопер», а также на перспективу 5 лет.

В качестве исходных данных были использованы следующие материалы:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Саратовского РДУ на 2021 год;
- Схема и программа развития ЕЭС России на 2021-2027 годы;
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2022-2026 годы;
- Данные Нижне-Волжского ПМЭС по значениям токов короткого замыкания на шинах 110-220 кВ ПС 220 кВ «Хопер»;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ Хопер) энергопринимающих устройств новых потребителей.

Для расчета токов короткого замыкания применялось программное обеспечение «EnergyCS».

### **1.1 Расчетная схема сети**

На основе нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Саратовского РДУ на 2021 год, была составлена расчетная схема сети.

Основными источниками мощности энергосистемы Саратовской области являются Балаковская АЭС, Саратовская ГЭС и Саратовская ТЭЦ-5.



Прилегающая сеть ПС 220 кВ «Хопер» находится в другой части рассматриваемой энергосистемы, поэтому данные источники мощности не отображаются в расчетной схеме сети. Подпитка прилегающей сети ПС 220 кВ «Хопер» от данных источников мощности осуществляется через центры питания (ПС 220-500 кВ) энергосистемы Саратовской области и смежных энергосистем: ПС 500 кВ Балашовская, ПС 220 кВ Аткарская и ПС 220 кВ Сердобск. На сборных шинах, указанных ПС располагаются источники бесконечной мощности эквивалентирующие подпитку прилегающей сети от источников мощности не представленных в расчетной схеме сети. Кроме того, в прилегающей сети ПС 220 кВ «Хопер» располагается еще один незначительный источник мощности – генерирующие установки ООО Газпромэнерго ПС 110 кВ «Компрессорная». Для более точного расчета токов короткого замыкания данный источник мощности также представлен в расчетной схеме сети источником бесконечной мощности с присоединением его к РУ НН ПС 110 кВ «Компрессорная».

Расчетная схема сети содержит указанные ранее центры питания, а также реконструируемую ПС 220 кВ «Хопер» и другие ПС 110-220 кВ прилегающей сети ПС 220 кВ «Хопер». Распределительная сеть в расчетной схеме сети представлена основными ЛЭП напряжением 110-220 кВ участвующими в подпитке сети объекта проектирования (ПС 220 кВ «Хопер»). Кроме того, расчетная схема сети учитывает сооружение и реконструкцию электросетевых объектов рассматриваемой сети, согласно данным Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы, а также данным Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2022-2026 годы. Отпаечные ПС в расчетной схеме сети не отображаются.

Расчетная схема сети представлена на рисунке 2.

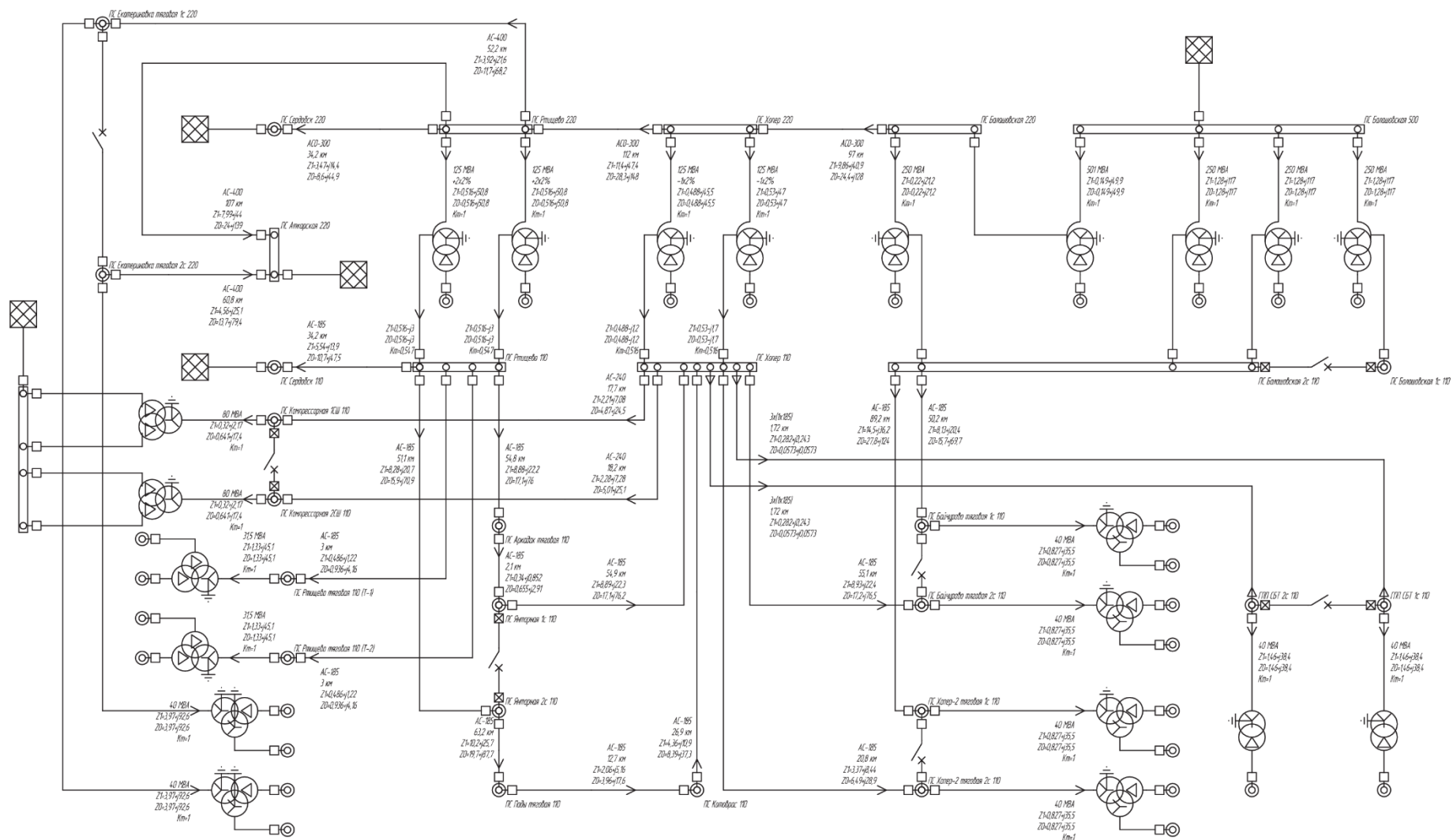


Рисунок 2 - Расчетная схема сети

## 1.2 Определение токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания производится для максимального режима работы сети, при котором все элементы рассматриваемой сети находятся в работе (за исключением выключателей, которые на нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Саратовского РДУ на 2021 год, находятся в отключенном состоянии).

Расчетная схема сети на 2022 год (год окончания реконструкции ПС 220 кВ Хопер по данному титулу, согласно данным Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2022-2026 годы) и на 2027 год аналогичны (не имеют отличий по конфигурации сети), так как согласно данным Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы, а также данным Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2022-2026 годы, в период 2022-2027 годов мероприятий по развитию (ввод/вывод из эксплуатации, реконструкция) прилегающей сети ПС 220 кВ Хопер классом напряжения 110 кВ и выше не предусмотрено. Поэтому расчет токов короткого замыкания будет представлен для всего рассматриваемого периода 2022-2027 годов.

Результаты расчета токов короткого замыкания в графическом виде представлены на рисунке 3.

Результаты расчета токов короткого замыкания в табличном виде представлены в таблице 2.



Таблица 2 – Расчетные значения токов короткого замыкания на 2022-2027 год

Обозначение узла	Расчетные значения токов короткого замыкания на 2022-2027 год, кА	
	$I_k(3)$	$I_k(1)$
ПС 500 кВ Балашовская – СШ 500 кВ	14,5	14,2
ПС 500 кВ Балашовская – СШ 220 кВ	12,4	14,1
ПС 220 кВ Ртищево – СШ 220 кВ	8,95	8,36
ПС 220 кВ Ртищево – СШ 110 кВ	10,2	11,1
ПС 220 кВ Хопер – СШ 220 кВ	6,1	5,76
ПС 220 кВ Хопер – СШ 110 кВ	10,6	12,4
ГПП 110 кВ СБТ – 1с 110 кВ	10,0	11,8
ГПП 110 кВ СБТ – 2с 110 кВ	10,0	11,8

Выводы по разделу.

Расчет токов КЗ производился на шинах ПС 220 кВ «Хопер», а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 220 кВ и выше. Расчеты выполнялись на год предполагаемого окончания реконструкции ПС 220 кВ «Хопер», а также на перспективу 5 лет.

По результатам расчета токов короткого замыкания при реконструкции (расширении на две линейные ячейки) ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер» рекомендуется принять к установке выключатели с отключающей способностью не менее 16 кА.

## **2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбор конструктивных и инженерно-технических решений**

Существующие схемы первичных соединений распределительных устройств ПС 220 кВ «Хопер»:

- ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Мостик с выключателем в цепи автотрансформатора АТ-1 и отделителем в цепи автотрансформатора АТ-2 ремонтной перемычкой со стороны линий»;
- ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин»;
- КРУН 10 кВ выполнено по схеме «Две системы шин». В данной работе изменение схем не предусмотрено.

Распределительные устройства 220 кВ и 110 кВ выполнены открытыми с применением гибких шин, компоновка типовая. Изоляция ошиновок выполнены из стеклянных изоляторов.

Силовые и контрольные кабели в ОРУ 220 кВ и 110 кВ проложены в кабельных лотках, в ГЩУ в кабельном канале.

Питание цепей РЗА выполнено на постоянном оперативном токе [4].

По исходным данным предусматривается строительство двух новых линейных ячеек в ОРУ 110 кВ для присоединения ООО «Саратовские биотехнологии» (ЛЭП 110, ГПП 110/10 кВ 2х40 МВА).

Две новые линейные ячейки 110 кВ размещаются в резервных местах в ОРУ 110 кВ с существующими приемными и шинными порталами. Существующие железобетонные приемные порталы используются для ошиновки новых ячеек 110 кВ, шесть железобетонных шинных порталов заменяются на новые металлические.

Главная понизительная подстанция ООО «Саратовские биотехнологии» подключается кабелем 110 кВ. Для защиты от коммутационных перенапряжений в новых ячейках 110 кВ устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений 110 кВ [2, 3].

В ячейках 110 кВ предусматривается установка:

- элегазовых баковых выключателей 110 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА, со встроенными трансформаторами тока: коэффициент трансформации 500-1000/5 А (500 А для обмоток учета и измерения, 1000 А для обмоток РЗА), класс точности вторичных обмоток 0,2S/10PR/10PR/10PR/10PR/0,2;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и двух заземляющих ножей;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;
- однополюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;
- нелинейных ограничителей перенапряжений 110 кВ;
- шинных опор 110 кВ для крепления одного провода;
- шкафов питания, обогрева, зажимов и блоков управления разъединителями.

## **2.1 Выбор основного оборудования**

Согласно технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ «Хопер») энергопринимающих устройств ООО «Саратовские биотехнологии» (ЛЭП 110, ГПП 110/10 кВ 2x40 МВА) максимальная мощность дополнительно присоединяемой нагрузки составляет 36 МВт.

Учитывая в перспективе увеличения мощности, выбор технических характеристик основного оборудования и ошиновки для двух ячеек 110 кВ

выполним по мощности трансформаторов на ГПП 110/10 кВ 2x40 МВА, равной полной мощности 80 МВА.

Выбор оборудования произведен с учетом требований СТО 56947007-29.240.10.228- 2017 «НТП 35-750 кВ».

Оборудование проверено по устойчивости к действию токов короткого замыкания (КЗ). Значения токов КЗ на шинах ПС взяты из раздела 1, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные значения максимальных токов короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Хопер

Место КЗ на шинах РУ	Максимальные значения тока КЗ
ОРУ 110 кВ	$I_{\text{по.кз}} = 10,6 \text{ кА}$ $I_{\text{по.кз}} = 12,4 \text{ кА}$

Для выбора и проверки устанавливаемого оборудования используются следующие буквенные обозначения величин [1]:

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

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

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток оборудования, А;

$I_{\text{н.раб}}$  – наибольший рабочий ток, А;

$I_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{\text{ном.откл}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{\text{ном.вкл}}$  – номинальный ток включения выключателя, кА;

$I_{\text{пр.скв}}$  – мгновенное значение предельного сквозного тока КЗ, кА;

$I_{\text{т.ст}}$  – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{откл}}$  – полное время отключения тока КЗ, с;

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с;

$t_{\text{т.ст}}$  – время термической стойкости оборудования, с;



$V_k$  – тепловой импульс КЗ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ ;

$i_a$  – отключающая способность аperiodической составляющей,  $\text{kA}$ ;

$\beta_{\text{ном}}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе [5];

$K_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент, согласно ГОСТ Р 52735-2007.

Расчетные условия и результаты выбора и проверки элегазового бакового выключателя 110 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка элегазового бакового выключателя 110 кВ

Параметры устанавливаемого оборудования	Требуемые условия	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном.РУ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	>	$I_{\text{н.раб}} = P_{\text{ном}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ру}} \cos\varphi =$ $= 80000 / \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9 = 466,5 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{ПО.КЗ}} = 12,4 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	>	$I_{\text{ПО.КЗ}} = 12,4 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	>	$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot K_{\text{уд}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,4 \cdot 1,8 = 31,6 \text{ кА}$
$V_{\text{к.доп}} = I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{т.ст}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{ПО.КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) =$ $= 12,4^2 \cdot (0,15 + 0,05) = 30,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{а.доп}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,4) = 62,4 \text{ кА}$	>	$i_{\text{а.расч}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.КЗ}} \cdot (1 +$ $+ e^{-(t_{\text{откл}}/T_{\text{а}})}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,4 \cdot (1 + e^{-(0,15/0,05)}) = 18,4 \text{ кА}$

Расчетные условия и результаты выбора и проверки встроенных трансформаторов тока 110 кВ приведены в таблице 5.

Расчетные условия и результаты выбора и проверки разъединителей 110 кВ приведены в таблице 6.

Расчетные условия и результаты выбора и проверки нелинейных ограничителей перенапряжений 110 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 5 – Выбор и проверка встроенных трансформаторов тока 110 кВ

Параметры устанавливаемого оборудования	Требуемые условия	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{ном.РУ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 500 \text{ А}$	>	$I_{н.раб} = 466,5 \text{ А}$
$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	>	$I_{уд} = 31,6 \text{ кА}$
$В_{к.доп} = I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$В_{к.расч} = 30,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Параметры устанавливаемого оборудования	Требуемые условия	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{ном.РУ} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	>	$I_{н.раб} = 466,5 \text{ А}$
$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	>	$I_{уд} = 31,6 \text{ кА}$
$В_{к.доп} = I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$В_{к.расч} = 30,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7 – Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 110 кВ

Параметры	Требуемые	Принятые
Наибольшее длит. доп. раб. напряжение, кВ не менее не более	73 88	83
Номинальный разрядный ток (импульс тока 8/20 мкс), кА	10	10
Пропускная способность 18 импульсов тока прямоугольной формы длительностью 2000 мкс с амплитудой, А, не менее	500	550
Остающиеся напряжение (кВ не более) при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А	280	264
Остающиеся напряжение (кВ не более) при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А	217	203

## 2.2 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

### 2.2.1 Расчет встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №1

Расчет токовых цепей на 10% погрешность, выбор сечения контрольных кабелей и расчет допустимой нагрузки производится по данным таблиц 8 и 9.

Таблица 8 – Технические параметры встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №1

Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
Количество обмоток	-	6
Количество фаз	-	3
Коэффициент трансформации обмоток релейной защиты	К <sub>ТТ</sub>	1000/5

Таблица 9 – Элементы и характеристика подключенных устройств

Элементы	Характеристика
Обмотка ТА2	
Кабель от ТТ до шкафа №11	Длина 212 м
КС31	Мощность не более 0,5 ВА
Обмотка ТА3	
Кабель от ТТ до шкафа №12	Длина 211 м
КС32+АУВ	Мощность не более 1 ВА
Обмотка ТА5	
Кабель от ТТ до шкафа №105	Длина 226 м
ДЗШ 110 кВ	Мощность не более 2 ВА
Обмотка ТА6	
Кабель от ТТ до шкафа №25	Длина 200 м
РАС	Мощность не более 0,5 ВА

Сечение кабелей выбирается из условия механической прочности ( $S_{\text{каб}} \geq 2,5 \text{ мм}^2$ ).

Сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ вычисляется по формуле [6]:

$$Z_{\text{н.факт}}^{(3)} = r_{\text{пр}} + z_{\text{рф}} \quad (1)$$

Сопротивление нагрузки при однофазном КЗ вычисляется по формуле:

$$Z_{\text{н.факт}}^{(1)} = 2r_{\text{пр}} + z_{\text{рф}} + z_{\text{ро}} \quad (2)$$

где  $r_{\text{пр}}$  рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{s}, \quad (3)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводника, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l$  – длина контрольного кабеля, м;

$s$  – площадь поперечного сечения жилы контрольного кабеля, мм<sup>2</sup>;

$z_{\text{рф}}$  – суммарное сопротивление устройств релейной защиты;

$z_{\text{ро}}$  – суммарное сопротивление устройств релейной защиты, включенных в цепь общего провода.

Мощность вторичных обмоток при трехфазном КЗ [8]:

$$S_{\text{расч}}^{(3)} = z_{\text{н.факт}} \cdot I_{2\text{ном}}^2 \quad (4)$$

Мощность вторичных обмоток при однофазном КЗ [8]:

$$S_{\text{расч}}^{(1)} = z_{\text{н.факт}} \cdot I_{2\text{ном}}^2 \quad (5)$$

Расчетная кратность тока при трехфазном КЗ:

$$k_{расч}^{(3)} = \frac{I_{кз}^3}{I_{ном}}, \quad (6)$$

Расчетная кратность тока при однофазном КЗ:

$$k_{расч}^{(1)} = \frac{I_{кз}^1}{I_{ном}}, \quad (7)$$

Проверка ТТ по условию не превышения допустимого напряжения:

$$U_{2\max} \leq U_{2\text{ доп}}, \quad (8)$$

где  $U_{2\text{ доп}}$  – допустимое напряжение, равное 1000 В;

$U_{2\max}$  определяется по формуле:

$$U_{2\max} = \frac{I_{кз.\max}^1}{n_m} \cdot z_{н.факт}, \quad (9)$$

Расчет по формулам 1-9 сведен в таблицу 10.

Таблица 10 – Сопротивление нагрузки

№ керна	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	$Z^{(3)}$ , Ом	$Z^{(1)}$ , Ом	$S_{расч}^{(3)}$ , ВА	$S_{расч}^{(1)}$ , ВА	$k_{расч}^{(3)}$ , о.е.	$k_{расч}^{(1)}$ , о.е.	$U_{2\max}$
ТА2	6	0,64	1,26	16	31,5	10,6	12,4	52,73
ТА3	6	0,66	1,27	16,5	31,75			53,15
ТА5	6	0,74	1,4	18,5	35			58,59
ТА6	6	0,6	1,19	15	29,75			49,8

Согласно ГОСТ 7745-2015, принимаем номинальную вторичную нагрузку трансформаторов тока  $S_{2ном} = 50$  ВА.

Номинальная предельная кратность принимается  $K_{ном} \geq 12,4$ .

Так как  $S_{расч} < S_{2ном}$ ,  $K_{расч} < K_{ном}$  и  $U_{2 макс} < U_{2 доп}$ , то проектируемые трансформаторы тока соответствуют условиям 10% погрешности и допустимого напряжения при максимальном токе КЗ.

Расчет минимально допустимого времени до насыщения трансформаторов тока [7].

Расчет обмоток релейной защиты производится в соответствии с требованиями ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока (ПНСТ 283-2018) и ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная Защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях (ГОСТ Р 58669-2019).

Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле 1 (ГОСТ Р 58669-2019):

$$T_{p\mathcal{E}} = \frac{\sum_{k=1}^n (I_{Hk} \cdot T_{Pk})}{\sum_{k=1}^n I_{Hk}}, \quad (10)$$

$$\begin{aligned} T_{p\mathcal{E}}^{(3)} &= \frac{2,3 \cdot 0,01 + 2,25 \cdot 0,01 + 0,9 \cdot 0,01 + 0,9 \cdot 0,01}{2,3 + 2,25 + 0,9 + 0,9 + 1 + 0,7 + 1,2} + \\ &+ \frac{1 \cdot 0,01 + 0,7 \cdot 0,01 + 1,2 \cdot 0,01}{2,3 + 2,25 + 0,9 + 0,9 + 1 + 0,7 + 1,2} = 0,009 \text{ с}, \\ T_{p\mathcal{E}}^{(1)} &= \frac{1,8 \cdot 0,01 + 1,8 \cdot 0,01 + 1,1 \cdot 0,01 + 0,9 \cdot 0,01}{1,8 + 1,8 + 1,1 + 0,9 + 0,6 + 1,2 + 1,1} + \\ &+ \frac{0,6 \cdot 0,01 + 1,2 \cdot 0,01 + 1,1 \cdot 0,01}{1,8 + 1,8 + 1,1 + 0,9 + 0,6 + 1,2 + 1,1} = 0,01 \text{ с}, \end{aligned}$$

Параметр режима А для трехфазного КЗ в соответствии с формулой 9 (ГОСТ Р 58669-2019):

$$A^{(3)} = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{ном} \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cos \varphi_{н.ном})^2 + (z_{н.ном} \sin \varphi_{н.ном})^2}}{I_{кз}^{(3)} \cdot (R_2 + R_{н.факт}^{(3)})}. \quad (11)$$

Параметр режима А для однофазного КЗ в соответствии с формулой 9 (ГОСТ Р 58669-2019):

$$A^{(1)} = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{ном} \sqrt{(R_2 + z_{н.ном} \cos \varphi_{н.ном})^2 + (z_{н.ном} \sin \varphi_{н.ном})^2}}{I_{кз}^{(1)} \cdot (R_2 + R_{н.факт}^{(1)})}. \quad (12)$$

Расчет по формулам 10-12 сведен в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет параметра А

Тип короткого замыкания	№ керна	$k_{ном}$		
		15	20	30
Трёхфазное	ТА2	4,55	6,83	10,24
	ТА3	4,46	6,68	10,03
	ТА5	4,11	6,17	9,26
	ТА6	4,75	7,13	10,69
Однофазное	ТА2	2,91	4,36	6,54
	ТА3	2,89	4,33	6,5
	ТА5	2,67	4	6
	ТА6	3,04	4,57	6,85

Время до насыщения трансформатора тока при трехфазном и однофазном КЗ в соответствии с формулой Б.47 (ПНСТ 283-2018), с учетом остаточной индукции:

$$t_{нас} = T_{р.экв} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{р.экв}}{\omega \cdot T_{р.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1}. \quad (13)$$

Результаты расчета времени до насыщения для классов точности 10P и 10PR представлены в таблица 12 и 13 соответственно.

Таблица 12 – Результаты расчета времени до насыщения ТТ с классом точности 10P (остат. инд. ( $K_r=0,86$ ))

Тип короткого замыкания	№ керна	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Трехфазное	ТА3	-1,1	-0,1	1,5
	ТА4	-1,1	-0,2	1,4
	ТА5	-1,3	-0,4	1
	ТА6	-1	0	1,7
Однофазное	ТА3	-1,7	-1,2	-0,3
	ТА4	-1,7	-1,2	-0,3
	ТА5	-1,8	-1,3	-0,5
	ТА6	-1,7	-1,1	-0,1

Таблица 13 – Результаты расчета времени до насыщения ТТ с классом точности 10PR (остат. инд. ( $K_r=0,10$ ))

Тип короткого замыкания	№ керна	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Трехфазное	ТА3	$\infty$	$\infty$	$\infty$
	ТА4	$\infty$	$\infty$	$\infty$
	ТА5	27,9	$\infty$	$\infty$
	ТА6	$\infty$	$\infty$	$\infty$
Однофазное	ТА3	7,2	26,8	$\infty$
	ТА4	7,1	25,6	$\infty$
	ТА5	5,9	17,6	$\infty$
	ТА8	8	47,6	$\infty$

Исходя из условий надежной работы релейной защиты:



- для проектируемого устройства РАС (кern ТА6), минимально необходимое время измерения тока не нормируется;
- для проектируемых защит (кern ТА2 и kern ТА3), минимально необходимое время измерения тока составляет 10-30 мс, в зависимости от завода-изготовителя МП терминалов;
- для существующей защиты ДЗШ 110 кВ (кern ТА5), минимально необходимое время измерения тока составляет 40 мс.

Выводы:

Согласно результатам расчета (таблица 12 и таблица 13), для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты принимается трансформатор тока с классом точности 10PR и  $k_{ном} = 30$ .

### 2.2.2 Расчет встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №2

Расчет токовых цепей на 10% погрешность, выбор сечения контрольных кабелей и расчет допустимой нагрузки производится по данным таблиц 14 и 15.

Таблица 14 – Технические параметры встроенного трансформатора тока В 110 Хопер - ГПП №2

Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
Количество обмоток	-	6
Количество фаз	-	3
Коэффициент трансформации обмоток релейной защиты	К <sub>тт</sub>	1000/5

Таблица 15 – Элементы и характеристика подключенных устройств

Элементы	Характеристика
Обмотка ТА3	
Кабель от ТТ до шкафа №65	Длина 211 м
КС31	Мощность не более 0,5 ВА

Продолжение таблицы 15

Элементы	Характеристика
Обмотка ТА4	
Кабель от ТТ до шкафа №159	Длина 210 м
КС32+АУВ	Мощность не более 1 ВА
Обмотка ТА4	
Кабель от ТТ до шкафа №105	Длина 215 м
ДЗШ 110 кВ	Мощность не более 2 ВА
Обмотка ТА5	
Кабель от ТТ до шкафа №25	Длина 189 м
РАС	Мощность не более 0,5 ВА

Расчет по формулам 1-9 сведен в таблицу 16.

Таблица 16 – Сопротивление нагрузки

№ керна	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	$Z^{(3)}$ , Ом	$Z^{(1)}$ , Ом	$S_{расч}^{(3)}$ , ВА	$S_{расч}^{(1)}$ , ВА	$k_{расч}^{(3)}$ , о.е.	$k_{расч}^{(1)}$ , о.е.	$U_{2\max}$
ТА2	6	0,64	1,25	16	31,25	10,6	12,4	52,31
ТА3	6	0,65	1,27	16,25	31,75			53,15
ТА5	6	0,71	1,33	17,75	33,25			55,66
ТА6	6	0,57	1,12	14,25	28			49,87

Согласно ГОСТ 7745-2015, принимаем номинальную вторичную нагрузку трансформаторов тока  $S_{2ном} = 50$  ВА.

Номинальная предельная кратность принимается  $K_{ном} \geq 12,4$ .

Так как  $S_{расч} < S_{2ном}$ ,  $K_{расч} < K_{ном}$  и  $U_{2\max} < U_{2\ доп}$ , то проектируемые трансформаторы тока соответствуют условиям 10% погрешности и допустимого напряжения при максимальном токе КЗ.

Расчет по формулам 10 - 11 сведен в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет параметра А

Тип короткого замыкания	№ керна	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Трехфазное	ТА2	4,55	6,83	10,24
	ТА3	4,5	6,75	10,13
	ТА5	4,24	6,35	9,53
	ТА6	4,92	7,38	11,06
Однофазное	ТА2	2,93	4,39	6,58
	ТА3	2,89	4,33	6,5
	ТА5	2,78	4,17	6,26
	ТА6	3,19	4,79	7,19

Время до насыщения трансформатора тока при трехфазном и однофазном КЗ в соответствии с формулой Б.47 (ПНСТ 283-2018), с учетом остаточной индукции:

$$t_{нас} = T_{p.экв} \cdot \ln \frac{\omega \cdot T_{p.экв}}{\omega \cdot T_{p.экв} - A \cdot (1 - K_r) + 1} \quad (14)$$

Результаты расчета времени до насыщения для классов точности 10P и 10PR представлены в таблицах 18 и 19 соответственно.

Таблица 18 – Результаты расчета времени до насыщения ТТ с классом точности 10P (остат. инд. ( $K_r=0,86$ ))

Тип короткого замыкания	№ керна	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Трехфазное	ТА3	-1,1	-0,1	1,5
	ТА4	-1,1	-0,2	1,4
	ТА5	-1,2	-0,3	1,1
	ТА6	-0,9	0,1	1,9

Продолжение таблицы 18

Тип короткого замыкания	№ ядра	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Однофазное	ТА3	-1,7	-1,2	-0,2
	ТА4	-1,7	-1,2	-0,3
	ТА5	-1,8	-1,2	-0,4
	ТА6	-1,6	-1	0

Таблица 19 – Результаты расчета времени до насыщения ТТ с классом точности 10PR (остат. инд. ( $K_r=0,10$ ))

Тип короткого замыкания	№ ядра	$k_{НОМ}$		
		15	20	30
Трехфазное	ТА3	$\infty$	$\infty$	$\infty$
	ТА4	$\infty$	$\infty$	$\infty$
	ТА5	50,8	$\infty$	$\infty$
	ТА6	$\infty$	$\infty$	$\infty$
Однофазное	ТА3	7,4	28,1	$\infty$
	ТА4	7,1	25,6	$\infty$
	ТА5	6,5	20,9	$\infty$
	ТА6	9,1	$\infty$	$\infty$

Исходя из условий надежной работы релейной защиты [9]:

- для проектируемого устройства РАС (ядро ТА6), минимально необходимое время измерения тока не нормируется;
- для проектируемых защит (ядро ТА2 и ядра ТА3), минимально необходимое время измерения тока составляет 10-30 мс, в зависимости от завода-изготовителя МП терминалов;
- для существующей защиты ДЗШ 110 кВ (ядро ТА5), минимально необходимое время измерения тока составляет 40 мс.

Выводы:

Согласно результатам расчета (таблица 18 и таблица 19), для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты принимается трансформатор тока с классом точности 10PR и  $k_{ном} = 30$ .

### **2.2.3 Анализ возможности изготовления проектируемых измерительных трансформаторов тока**

Согласно выше приведенным расчетам, в проекте предусмотрена установка трансформаторов тока со следующими параметрами [11]:

- класс точности = 10PR;
- коэффициент трансформации  $k_{тт} = 1000/5$ ;
- номинальная мощность  $S_{ном} = 50$  ВА;
- номинальная кратность  $k_{ном} = 30$ .

Были сделаны запросы на несколько производителей измерительных трансформаторов тока, результаты которого приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Информация по встроенным ТТ в выключатель

Наименование	Производитель		
	ООО «Электроцит -К»	ОАО «СЗТТ»	АО «УЭТМ»
Типа трансформатора тока	ТВ-ЭК-М1	ТВ-220	ТВГ-УЭТМ-220
Возможность изготовления	+	+	+

Так как все опрошенные производители могут изготовить ТТ с указанными параметрами, то параметры ТТ в ВКР обоснованы. Окончательно производитель ТТ определяется на основании конкурсных процедур.

### **2.2.4 Расчет вторичных цепей ТН 110 кВ**

Общие данные трансформатора напряжения НДКМ 110 приведены в таблице 21.

Расчет приводится в «режиме резервирования», когда вся нагрузка подключена на один трансформатор напряжения [10].

Таблица 21 – Общие данные трансформатора напряжения НДКМ 110

Варианты использования	
Номинальное напряжение	110 кВ
Трансформатор напряжения	Однофазный
Напряжение обмоток, кВ:	-
– первичной	$110/\sqrt{3}$
– основной вторичной	$0,1/\sqrt{3}$ ; $0,1/\sqrt{3}$ ; 0,1
Класс точности	
– основная обмотка №1;	0,2
– основная обмотка №2;	0,2
– дополнительная обмотка.	3Р
Мощность, ВА	
– основная обмотка №1;	200
– основная обмотка №2;	400
– дополнительная обмотка.	1200

Участок ТН-1 (ТН-1-110 кВ до ГЩУ шкафа №189) – кабель ВБШВнг(А)-LS 4x16, 210 м. Участок ТН-2 (ТН-2-110 кВ до ГЩУ шкафа №189) – кабель ВБШВнг(А)-LS 4x16, 245 м.

Расчет для схемы «звезда 0,2».

К основной обмотке трансформатора напряжения подключены следующие элементы, указанные в таблице 22.

Таблица 22 – Элементы и характеристика основной обмотки №2 «звезда 0,2»

Элементы	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Существующие защиты 110 кВ	–	30	30
Измерение	9	0,5	4,5
ОМП	5	0,5	2,5
РАС	9	0,5	4,5
КС31	2	1	2
КС32+АУВ	2	1	2
Итого	–	–	45

Ток нагрузки [12, 13]:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot S}{U_{ТН}}; \quad (15)$$

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45}{100} = 1,73 \text{ A};$$

Сопротивление кабеля

$$R_{каб1} = \rho_{си} \cdot \frac{\sum l_{каб}}{S_{каб}}; \quad (16)$$

где  $S_{каб}$  - сечение кабеля (одной жилы), мм<sup>2</sup>;

$R_{каб1}$  – сопротивление кабеля.

$$R_{каб1} = 0,0175 \cdot \frac{245}{16} = 0,12 \text{ Ом};$$

Падение напряжения на участке [14]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{нагр} \cdot R_{каб1}; \quad (17)$$

где  $\Delta U$  – падение напряжения на участке от шкафа ТН 1-110 кВ до ГЩУ шкафа №189.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 1,73 \cdot 0,12 = 0,36 \text{ В};$$

Допустимое падение напряжения  $\Delta U_{пр}$  до щитовых приборов должно составлять не более 0,5 В.

Допустимая потеря напряжения в кабелях от ГЩУ шкафа №189 до шкафа №159:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \Delta U_{\text{пр}} - \Delta U; \quad (18)$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 0,5 - 0,36 = 0,14 \text{ В};$$

Нагрузка в кабеле, питающего шкафа №159:

$$I_{\text{нагр.защ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1}{100} = 0,017 \text{ А},$$

где  $S = 1 \text{ ВА}$ , потребляемая мощность МП терминала шкафа №159.

Максимальное сопротивление этого кабеля равно:

$$r_{\text{макс.доп}} = \frac{0,14}{\sqrt{3} \cdot 0,017} = 4,75 \text{ Ом}.$$

Сечение его медной жилы [15]:

$$S_{\text{каб.рас}} = 0,0175 \cdot \frac{22}{4,75} = 0,1 \text{ мм}^2,$$

где  $l = 22 \text{ м}$ , расстояние от шкафа №189 до шкафа №159.

Принимаем контрольный кабель типа КВВГЭнг(А)-LS с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  (по условию механической прочности).

Сопротивление кабеля:

$$R_{\text{каб}2} = 0,0175 \cdot \frac{22}{2,5} = 0,154 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление трансформатора для основной вторичной обмотки №2:



$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}; \quad (19)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение вторичной обмотки №2;

$S$  – предельная мощность трансформатора напряжения;

$U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания, равное 2,9 %.

$$Z_T = \frac{2,9 \cdot (100 / \sqrt{3})^2}{100 \cdot 1200} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Расчетный ток трехфазного КЗ [16]:

$$I^{(3)} = \frac{U_{мф}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_T^2 + (R_{каб1} + R_{каб2})^2}}; \quad (20)$$

$$I^{(3)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,08^2 + (0,12 + 0,154)^2}} = 202 \text{ А};$$

Расчетный ток двухфазного КЗ:

$$I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}; \quad (21)$$

$$I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 202 = 174,94 \text{ А};$$

Расчетный ток однофазного КЗ:

$$I^{(1)} = \frac{U_{мф}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_T^2 + (2 \cdot (R_{каб1} + R_{каб2}))^2}}; \quad (22)$$

$$I^{(1)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,08 + (2 \cdot (0,12 + 0,154))^2}} = 108,7 \text{ А.}$$

Номинальный ток автоматического выключателя должен быть не менее удвоенного тока нагрузки:

$$I_{\text{ном}} \geq 2 \cdot I_{\text{нагр}}; \quad (23)$$

$$I_{\text{ном}} = 2 \cdot 1,73 = 3,46 \text{ А.}$$

Существующий автоматический выключатель АВВ S203 Z 6А.

Чувствительность автоматического выключателя:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}; \quad (24)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{108,7}{(2 \div 4,5) \cdot 6} = (4,03 \div 9,06) > 1,5;$$

Существующий автоматический выключатель замене не подлежит.

Расчет для схемы «треугольник ЗР».

К дополнительной обмотке трансформатора напряжения подключены следующие элементы, указанные в таблице 23.

Таблица 23 – Элементы и характеристики обмотки «треугольник ЗР»

Элементы	Кол-во	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
КС31	2	1	2
КС32 + АУВ	2	1	2
Существующие защиты 110 кВ	–	30	30
Итого	–	–	34

Ток нагрузки [17, 18]:

$$I_{нагр.ТН} = \frac{S_{сумм}}{U_{ТН}}; \quad (25)$$

$$I_{нагр.ТН} = \frac{34}{100} = 0,34.$$

Сопrotивление кабелей, подключенных к обмоткам трансформатора напряжения:

$$R_{каб1} = 0,0175 \cdot \frac{245}{16} = 0,12 \text{ Ом};$$

Определяем падение напряжения на участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,34 \cdot 0,12 \approx 0,07 \text{ В};$$

Допустимое падение напряжения  $\Delta U_{пр}$  до устройств РЗ составляет не более 3 В. Допустимая потеря напряжения в кабелях от ГЩУ шкафа №189 до шкафа №159:

$$\Delta U_{пр} = \Delta U_{пр} - \Delta U; \quad (26)$$

$$\Delta U_{доп} = 3 - 0,07 = 2,93 \text{ (В)};$$

Нагрузка в кабеле, питающего шкафа №159:

$$I_{нагр.защ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1}{100} = 0,017 \text{ А},$$

где  $S = 1 \text{ ВА}$ , потребляемая мощность МП терминала шкафа №159.

Максимальное сопротивление этого кабеля равно^

$$r_{\text{макс.доп}} = \frac{2,93}{\sqrt{3} \cdot 0,017} = 99,5 \text{ Ом.}$$

Сечение его медной жилы:

$$S_{\text{каб.рас}} = 0,0175 \cdot \frac{22}{99,5} = 0,004 \text{ мм}^2,$$

где  $l = 22$  м, расстояние от шкафа №189 до шкафа №159.

Принимаем контрольный кабель типа КВВГЭнг(А)-LS с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  (по условию механической прочности).

Сопротивление кабеля [19]:

$$R_{\text{каб2}} = 0,0175 \cdot \frac{22}{2,5} = 0,154 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление трансформатора для дополнительной обмотки:

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S}; \quad (27)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение дополнительной обмотки;

$S$  – мощность трансформатора напряжения;

$U_{k\%}$  – напряжение короткого замыкания, равное  $7,4 \%$ .

$$Z_T = \frac{7,4 \cdot 100^2}{100 \cdot 1200} = 0,62 \text{ Ом.}$$

Расчетный ток трехфазного КЗ:

$$I^{(3)} = \frac{U_{\text{мф}}}{\sqrt{Z_T^2 + (R_{\text{каб1}} + R_{\text{каб2}})^2}}; \quad (28)$$

$$I^{(3)} = \frac{100}{\sqrt{0,62^2 + (0,12 + 0,154)^2}} = 217,6 \text{ A};$$

Расчетный ток двухфазного КЗ:

$$I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}; \quad (29)$$

$$I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 217,6 = 188,4 \text{ A};$$

Расчетный ток однофазного КЗ:

$$I^{(1)} = \frac{U_{\text{мф}}}{\sqrt{Z_T^2 + (2 \cdot (R_{\text{каб1}} + R_{\text{каб2}}))^2}}; \quad (30)$$

$$I^{(1)} = \frac{100}{\sqrt{0,62^2 + (2 \cdot (0,12 + 0,154))^2}} = 146 \text{ A}.$$

Номинальный ток автоматического выключателя должен быть не менее удвоенного тока нагрузки:

$$I_{\text{ном}} \geq 2 \cdot I_{\text{нагр}}; \quad (31)$$

$$I_{\text{ном}} = 2 \cdot 0,34 = 0,68 \text{ A}.$$

Существующий автоматический выключатель АВВ S203 Z 6А.

Чувствительность автоматического выключателя [20]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}; \quad (32)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{146}{(2 \div 4,5) \cdot 6} = (5,41 \div 12,2) > 1,5.$$

Существующий автоматический выключатель замене не подлежит.

### **2.3 Мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости**

Современные микропроцессорные устройства РЗА, АСУ ТП и АСКУЭ имеют широкие функциональные возможности и ряд других преимуществ перед электромеханическими устройствами. Однако, в отличие от них, данные устройства обладают одним существенным недостатком, заключающимся в повышенной чувствительности к электромагнитным помехам [19].

На подстанции существует множество источников электромагнитных полей и помех (оборудование, ошиновка, силовые кабели и т.д.), поэтому для нормального функционирования современных микропроцессорных устройств РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ необходимо обеспечить их электромагнитную совместимость (ЭМС) с электромагнитной обстановкой на подстанции. Для этого требуется, чтобы уровни полей и помех, воздействующих на электронные и микропроцессорные устройства, не превышали значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств. Проектной документацией предусматривается применение экранированных контрольных кабелей для всех устанавливаемых устройств РЗА и ПА (все токовые цепи, цепи управления).

В соответствии со СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» предусматриваются следующие мероприятия по снижению влияния импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений [21, 22]:

- заземление кратчайшим путем корпусов (или конструкций) каждой фазы коммутационных аппаратов;

- для обеспечения электробезопасности и нормальной работы системы РЗА, ПА и АСУ ТП выполняется защитное и рабочее заземление устройств;
- для измерительных цепей применяются экранированные кабели;
- заземление экранов контрольных кабелей с обоих концов;
- не допускается совместная прокладка контрольных кабелей с силовыми кабелями 0,4/0,22 кВ;
- исключить применение жил одного контрольного кабеля для цепей разного назначения цепей переменного напряжения токовых цепей;
- обеспечение выполнения требований ранее выпущенных документов;
- проведение инструментального обследования электромагнитной обстановки (ЭМО), после завершения пусконаладочных работ и включения ПС по нормальной схеме, на соответствие требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС).

Трассы кабелей с цепями РЗА, управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии в свету не менее 10 м от фундаментов стоек портала с молниеотводом или стоек с ОПН. В стесненных условиях возможно уменьшение этого расстояния до 5 м, при этом между стойками портала с молниеотводом (или стойками с ОПН) и кабельными лотками прокладывается дополнительный продольный заземлитель длиной не менее 15 м на расстоянии 0,5 м от кабельных лотков, концы которого присоединяются к заземляющему устройству подстанции [23].

Выводы по разделу:

Две новые линейные ячейки 110 кВ размещаются в резервных местах в ОРУ 110 кВ с существующими приемными и шинными порталами.

Новая ГПП подключается к ПС «Хопер» кабелем 110 кВ. Для защиты от коммутационных перенапряжений в новых ячейках 110 кВ устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений 110 кВ.

В ячейках 110 кВ предусматривается установка:

- элегазовых баковых выключателей 110 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА, со встроенными трансформаторами тока: коэффициент трансформации 500-1000/5 А (500 А для обмоток учета и измерения, 1000 А для обмоток РЗА), класс точности вторичных обмоток 0,2S/10PR/10PR/10PR/10PR/0,2;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и двух заземляющих ножей;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;
- однополюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;
- нелинейных ограничителей перенапряжений 110 кВ;
- шинных опор 110 кВ для крепления одного провода;
- шкафов питания, обогрева, зажимов и блоков управления разъединителями.

Все оборудование было выбрано по номинальным параметрам и проверено на стойкость к токам коротких замыканий.

Произведен расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Согласно результатам расчета встроенных трансформаторов тока В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2, для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты принимается трансформатор тока с классом точности 10PR и  $k_{ном} = 30$ .

Разработан ряд мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости для нормального функционирования современных микропроцессорных устройств РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ с электромагнитной обстановкой на подстанции.



### **3 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности**

К ПС 220 кВ Хопер подключается ООО «Саратовские биотехнологии» (ГПП 110/10 кВ 2x40 МВА) с двумя трансформаторами мощностью 40 МВА каждый.

К основным проектируемым электроприемникам собственных нужд переменного тока относятся:

- электрообогрев приводов высоковольтной коммутационной аппаратуры;
- питание приводов высоковольтной коммутационной аппаратуры;
- электрообогрев распределительных шкафов и шкафов зажимов.

Питание существующего ЩСН 0,4 кВ выполнено от двух существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-1 (ТМ-400/10/0,4) и ТСН-2 (ТМ-630/10/0,4). Группа соединения обмоток ТСН Y/Y<sub>n</sub>-0. ЩСН 0,4 кВ находится в ГЩУ, выполнен двухсекционным [18].

Для питания и обогрева проектируемого оборудования в ОРУ 110 кВ устанавливаются шкафы питания ПР и шкафы обогрева ШО. Питание шкафов организовано по схеме «кольцо» от разных секций существующего ЩСН. Подключение шкафов и переключки между шкафами производится кабелем на 1 кВ сечением 25 мм<sup>2</sup>.

В ЩСН для подключения шкафов ПР и ШО устанавливаются новые автоматические выключатели с номинальным током 100 А.

#### **3.1 Расчет присоединяемой мощности электроприемников собственных нужд проектируемых ячеек**

Выполним расчет приемников собственных нужд проектируемых оборудования по наиболее тяжелому условию (зимний максимум).

Расчетная полная мощность одного приемника собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$S_{РАСЧ} = \frac{P_N \cdot K_{СП}}{\cos \varphi}; \quad (33)$$

где  $P_N$  – установленная активная мощность приемников собственных нужд, кВт;

$K_{СП}$  – коэффициент спроса (одновременности) приемника собственных нужд, о.е.;

$\cos \varphi$  – коэффициент активной мощности приемника собственных нужд, о.е.

Данные по расчетным нагрузкам приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчетные нагрузки приемников собственных нужд устанавливаемого оборудования

Приемники собственных нужд	Р единицы, кВт	$P_N$ , кВт	$K_{СП}$ , о.е.	$\cos \varphi$ , о.е.	$S_{РАСЧ}$ , кВА
Нагрузки приемников устанавливаемого оборудования					
Питание привода выключателя 110 кВ	1,1	2,2	0,1	0,85	0,26
Обогрев привода и выключателя 110 кВ	6,6	13,2	1	1	13,2
Питание приводов разъединителей 110 кВ	0,25	6,5	0,1	0,85	0,8
Обогрев приводов разъединителей 110 кВ	0,2	5,2	1	1	5,2
Обогрев шкафов зажимов и питания	0,3	1,8	1	1	1,8
Обогрев выносных блоков управления разъединителей	0,1	1	1	1	1
Дополнительные светильники для освещения ОРУ 110 кВ	0,36	1,08	1	1	1,08
$\Sigma S_{РАСЧ} =$					23,34

Суммарная нагрузка собственных нужд подстанции ПС 220 кВ «Хопер» согласно результатам зимних контрольных замеров 2020 г. составила 110,2 кВА.

Дополнительная нагрузка 23,34 кВА устанавливаемого оборудования не перегружает по наиболее тяжелому условию (зимний максимум) существующих трансформаторов собственных нужд мощностью 400 кВА и 630 кВА.

### 3.2 Выбор кабеля на длительно допустимый ток и термическую стойкость

Условия проверки кабеля приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка кабеля ВВГнг(А)-LS-1 с сечением 25 мм<sup>2</sup>

Параметры кабеля	Требуемые условия	Расчетные данные
$I_{д.д} = 104,2 \text{ А}$	$\geq$	$I_{\text{раб.макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{20,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 29,2 \text{ А}$
$S_{\text{min}} = 25 \text{ мм}^2$	$\geq$	$S_{\text{терм.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{I_{\text{ПО.КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)}}{C_T} =$ $= \frac{\sqrt{12000^2 \cdot (0,04 + 0,01)}}{120} = 22,4 \text{ мм}^2$

Расчетная модель и карта селективности устанавливаемых автоматических выключателей сети собственных нужд получена с помощью программного комплекса Energy CS Электрика 3.0.0.45 с указанием расчетных максимальных токов КЗ в начале и в конце линии кабеля.

Проверялась вторая секция ЩСН 0,4 кВ запитанная от самой мощной ТСН-2 (ТМ-630/10/0,4) и расположенные наиболее удаленные шкаф питания ПР1 и шкаф обогрева ШО1. Вводные АВ и между секциями однотипные.

Проводилась проверка на селективность вышестоящих и нижестоящих АВ в устанавливаемых шкафах и ЩСН. Устанавливаемые АВ обеспечивают селективность с вышестоящими АВ при максимальных и минимальных КЗ.

Проверка кабеля на возгорание по Циркуляру № Ц-02-98(Э).

Находим начальную температуру жилы кабеля (до короткого замыкания):

$$T_H = T_o + (I / I_{д.д.})^2 \cdot (I_{доп} - I_{о.р.}) \quad (34)$$

где  $T_o$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С;

$I$  – номинальный ток нагрузки, А;

$I_{д.д.}$  – длительно допустимый ток, А;

$I_{доп}$  – расчетная длительно допустимая температура жилы, °С;

$I_{о.р.}$  – расчетная температура окружающей среды.

$$T_H = 25 + (29,2 / 104,2)^2 \cdot (70 - 25) = 28,5 \text{ °С}$$

Определяем коэффициент  $K$ :

$$K = \frac{b_0 \cdot I_{КЗ}^2 \cdot t_0}{S^2}; \quad (35)$$

где  $b_0$  – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала (для медных жил –  $19,58 \text{ м}^4/\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ );

$I_{КЗ}$  – ток короткого замыкания, А;

$t_0$  – время протекания тока короткого замыкания, с;

$S$  – сечение жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ .

$$K = \frac{19,58 \cdot 12^2 \cdot 0,04}{25^2} = 0,18;$$

Находим температуру жилы в конце КЗ:

$$T_K = T_H \cdot e^{K+a} \cdot (e^K - 1) \quad (36)$$

где  $a$  – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при  $0^{\circ}\text{C}$ , равная  $228^{\circ}\text{C}$ .

$$T_k = 25 \cdot e^{0,18} + 228 \cdot (e^{0,18} - 1) = 74,9^{\circ}\text{C} < 350^{\circ}\text{C}$$

- предельная температура нагрева жилы кабеля током КЗ.

Присоединение групп потребителей от собственных нужд 0,4 кВ осуществляется кабелем марки ВВГнг(А)-LS-1 с сечением 25 мм<sup>2</sup>, который обеспечивает условие невозгорания.

Проверка кабеля по условию невозгорания проводилась по току КЗ в начале проверяемого кабеля.

Выводы по разделу.

Выполнен расчет нагрузок приемников собственных нужд проектируемых оборудования по наиболее тяжелому условию (зимний максимум). Суммарная нагрузка собственных нужд подстанции ПС 220 кВ «Хопер» согласно результатам зимних контрольных замеров, составила 110,2 кВА. Дополнительная нагрузка 23,34 кВА устанавливаемого оборудования не перегружает по наиболее тяжелому условию (зимний максимум) существующих трансформаторов собственных нужд мощностью 400 кВА и 630 кВА.

Питание шкафов питания ПР и шкафов обогрева ШО организовано по схеме «кольцо» от разных секций существующего ЩСН. Подключение шкафов и переключки между шкафами производится кабелем на 1 кВ сечением 25 мм<sup>2</sup>. Выбранный кабель проверен на длительно допустимый ток, термическую стойкость и на невозгорание по Циркуляру № Ц-02-98(Э).

Проведена проверка на селективность вышестоящих и нижестоящих АВ в устанавливаемых шкафах и ЩСН. Устанавливаемые АВ обеспечивают селективность с вышестоящими АВ при максимальных и минимальных КЗ.

#### **4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии**

Для повышения надежности электроснабжения ООО «Саратовские биотехнологии» (ГПП 110/10 кВ 2х40 МВА) присоединить к разным СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер».

Показатели качества электроэнергии (частота и уровень напряжения) на СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер» соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения».

Питание электроприемников 0,4 кВ организовано от двух взаимно резервирующих источников питания – от первой и второй секции ЩСН с устройством АВР. Питание приводов и обогрева устанавливаемых оборудования организовано по схеме «кольцо» от разных секций ЩСН 0,4 кВ, Схема «кольцо» обеспечивает бесперебойное рабочее и резервное питание электроприемников.

Выводы по разделу.

Рассмотрены требования по обеспечению надежного питания потребителей подстанции. Показатели качества электроэнергии на СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер» соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013. Питание электроприемников 0,4 кВ организовано от двух взаимно резервирующих источников питания – от первой и второй секции ЩСН с устройством АВР.

## 5 Мероприятия по заземлению и молниезащите

Подстанция расположена в районе со II степенью загрязнения атмосферы. Согласно ГОСТ 9920-89 устанавливается оборудование с эффективной длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ.

Защита проектируемого оборудования от прямых ударов молнии осуществляется существующими и вновь устанавливаемыми молниеотводами на ОРУ 110 кВ.

Защита устанавливаемого оборудования от набегающих волн перенапряжений осуществляется существующими разрядниками и ОПН.

В резервной части ОРУ 110 кВ выполняется заземляющее устройство, которое присоединяется к существующему контуру заземления ПС не менее чем в трех точках. Заземление проектируемого оборудования выполняется присоединением их кратчайшим путем к заземляющему устройству ПС.

В качестве заземляющих проводников принята горизонтальный заземлитель - стальная полоса 40×5 мм<sup>2</sup> и вертикальный заземлитель - круг диаметром 18 мм. Проектируемые горизонтальные заземлители рассчитаны на заведомую потерю (уменьшение) сечения, из-за коррозии металла в земле при его эксплуатации не менее 30 лет согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ». Проектируемое заземляющее устройство прокладывается в земле, на глубине 0,7 м.

Сварные соединения к заземлителю выполняются внахлест с последующим антикоррозийным покрытием. Качество соединения проверяется измерением переходного сопротивления с выдачей протокола проверки металlosвязи оборудования с заземляющим устройством.

Выводы по разделу. Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами на ОРУ 110 кВ. В резервной части ОРУ 110 кВ выполняется заземляющее устройство, которое присоединяется к существующему контуру заземления ПС.

## 6 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры

Для подключения двух линейных ячеек 110 кВ сборные шины ОСШ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, 1СШ-110 кВ продлены. Сборные шины ОРУ 110 кВ выполнены двойным проводом АС-300/39 аналогично существующим.

Ошиновку проектируемых линейных ячеек 110 кВ выполняется одинарным проводом аналогичного сечения (АС-300/39). В таблице 26 представлен выбор провода марки АС для ошиновки 110 кВ.

Таблица 26 – Выбор провода марки АС для ошиновки 110 кВ

Параметры АС-300/39	Требуемые условия	Расчетные данные
Ид.д. = 744 А	$\geq$	И <sub>н.раб</sub> = 466,5 А
S = 300 мм <sup>2</sup>	$\geq$	$S_{m.min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{I_{ПО.КЗ}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)}}{C_T} =$ $= \frac{\sqrt{12400^2 \cdot (0,15 + 0,05)}}{90} = 61,6 \text{ мм}^2$

Примечание: 744 А - длительно допустимый ток при ТНВ + 30 °С взят согласно СТО 56947007-29.240.55.143-2013 (изменение от 07.09.2017) «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий».

Наружное освещение на существующей территории ПС выполнено светодиодными прожекторами на прожекторных мачтах с молниеотводами.

### 6.1 Кабельное хозяйство

Прокладка контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ в ОРУ 110 кВ выполнить в проектируемых ж/б лотках; в помещении ГЩУ в существующем кабельном канале.



Прокладка одиночных и небольших групп кабелей, выходящих из основных кабельных трасс до оборудования выполняются в металлических оцинкованных коробах. На подходах к оборудованию прокладываются в гофрированных ПВХ трубах.

Кабели проложить с запасом по длине, достаточной для компенсации температурных деформаций кабелей и кабельных конструкций.

Прокладываемые силовые кабели 0,4 кВ приняты с изоляцией из поливинилхлоридных композиций классом пожароопасности «А» негорючие с низким дымо и газовыделением.

Кабельные потоки контрольных кабелей основных и резервных защит, а также силовых кабелей 0,4 кВ, питаемых с разных секций РУ, прокладываются по разным кабельным трассам.

## **6.2 Описание системы рабочего, аварийного и охранного освещения**

Для освещения проектируемого оборудования в резервной части ОРУ 110 кВ устанавливается три новых светодиодных прожектора мощностью 360 Вт каждый; для их установки на существующий отдельностоящий молниеприемник М1 монтируется прожекторная площадка и лестница для подъема на прожекторную площадку.

У основания молниеприемника М1 устанавливается шкаф наружного освещения ШНО, который подключается от существующего шкафа освещения на прожекторной мачте (ПМ III) в ОРУ 110 кВ кабелем аналогично существующему кабелю 4 мм<sup>2</sup>. Существующий щиток освещения запитан от 1 секции ЩСН кабелем ВВГнг(А)-LS 4×4 мм<sup>2</sup>.

На ПС существующее охранное освещение, реконструкция не предусматривается. Аварийное (безопасное) освещение на территории ОРУ не требуется.

Проверка сечения вновь прокладываемого кабеля для освещения по потере напряжения.

В соответствии с ГОСТ 29322-2014, нормально допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии для светильников не должно превышать  $\pm 3\%$  от номинального напряжения электрической сети. Общая длина проектируемого и существующего кабеля освещения составляет  $60+80=140$  м.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi \cdot L + x_0 \cdot \sin\varphi \cdot L) \quad (37)$$

где  $I$  – номинальный ток нагрузки дополнительного освещения ОРУ 110 кВ, А;

$L$  – длина, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м;

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление кабеля, мОм/м.

$$\Delta U = 1,73 \cdot 1,6 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 0,14 + 0,21 \cdot 0 \cdot 0,14) = 1,94 \text{ В}$$

$$\Delta U\% = \Delta U / U_{\text{ном}} \cdot 100\% \quad (38)$$

$$\Delta U\% = 1,94 / 380 \cdot 100\% = 0,51 \%$$

Отклонения напряжения для вновь прокладываемого кабеля освещения сечением  $4 \text{ мм}^2$  не превышает нормы в  $\pm 3\%$ .

Выводы по разделу.

Сборные шины ОРУ 110 кВ выполнены двойным проводом АС-300/39 аналогично существующим. Ошиновку проектируемых линейных ячеек 110 кВ выполняется одинарным проводом аналогичного сечения (АС-300/39), который был проверен по длительно допустимому току и на термическую стойкость к тепловому воздействию тока КЗ. Для освещения проектируемого оборудования в резервной части ОРУ 110 кВ устанавливается три новых светодиодных прожектора мощностью 360 Вт каждый. Сечение вновь прокладываемого кабеля для освещения проверено по потере напряжения.

## Заключение

Целью работы являлась разработка и обоснование технических решений, принимаемых при реконструкции ПС «Хопер» в связи со строительством 2-х линейных ячеек в ОРУ 110 кВ.

Расчет токов КЗ производился на шинах ПС 220 кВ «Хопер», а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 220 кВ и выше. Расчеты выполнялись на год предполагаемого окончания реконструкции ПС 220 кВ «Хопер», а также на перспективу 5 лет.

По результатам расчета токов короткого замыкания при реконструкции (расширении на две линейные ячейки) ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер» рекомендуется принять к установке выключатели с отключающей способностью не менее 16 кА.

Две новые линейные ячейки 110 кВ размещаются в резервных местах в ОРУ 110 кВ с существующими приемными и шинными порталами.

Новая ГПП подключается к ПС «Хопер» кабелем 110 кВ. Для защиты от коммутационных перенапряжений в новых ячейках 110 кВ устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений 110 кВ.

В ячейках 110 кВ предусматривается установка:

- элегазовых баковых выключателей 110 кВ с номинальным током 2000 А, номинальным током отключения 31,5 кА, со встроенными трансформаторами тока: коэффициент трансформации 500-1000/5 А (500 А для обмоток учета и измерения, 1000 А для обмоток РЗА), класс точности вторичных обмоток 0,2S/10PR/10PR/10PR/10PR/0,2;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и двух заземляющих ножей;
- трехполюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;

- однополюсных разъединителей 110 кВ на номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости не менее 31,5 кА, с электродвигательными приводами для главного и одного заземляющего ножа;
- нелинейных ограничителей перенапряжений 110 кВ;
- шинных опор 110 кВ для крепления одного провода;
- шкафов питания, обогрева, зажимов и блоков управления разъединителями.

Все оборудование было выбрано по номинальным параметрам и проверено на стойкость к токам коротких замыканий.

Произведен расчет вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Согласно результатам расчета встроенных трансформаторов тока В 110 Хопер - ГПП №1 и В 110 Хопер - ГПП №2, для удовлетворения условиям надежной работы релейной защиты принимается трансформатор тока с классом точности 10PR и  $k_{ном} = 30$ .

Разработан ряд мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости для нормального функционирования современных микропроцессорных устройств РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ с электромагнитной обстановкой на подстанции.

Выполнен расчет нагрузок приемников собственных нужд проектируемых оборудования по наиболее тяжелому условию (зимний максимум). Суммарная нагрузка собственных нужд подстанции ПС 220 кВ «Хопер» согласно результатам зимних контрольных замеров, составила 110,2 кВА. Дополнительная нагрузка 23,34 кВА устанавливаемого оборудования не перегружает по наиболее тяжелому условию (зимний максимум) существующих трансформаторов собственных нужд мощностью 400 кВА и 630 кВА.

Питание шкафов питания ПР и шкафов обогрева ШО организовано по схеме «кольцо» от разных секций существующего ЩСН. Подключение шкафов и перемычки между шкафами производится кабелем на 1 кВ сечением

25 мм<sup>2</sup>. Выбранный кабель проверен на длительно допустимый ток, термическую стойкость и на невозгорание по Циркуляру № Ц-02-98(Э).

Проведена проверка на селективность вышестоящих и нижестоящих АВ в устанавливаемых шкафах и ЩСН. Устанавливаемые АВ обеспечивают селективность с вышестоящими АВ при максимальных и минимальных КЗ.

Рассмотрены требования по обеспечению надежного питания потребителей подстанции. Показатели качества электроэнергии на СШ 110 кВ ПС 220 кВ «Хопер» соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013. Питание электроприемников 0,4 кВ организовано от двух взаимно резервирующих источников питания – от первой и второй секции ЩСН с устройством АВР.

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами на ОРУ 110 кВ. В резервной части ОРУ 110 кВ выполняется заземляющее устройство, которое присоединяется к существующему контуру заземления ПС.

Сборные шины ОРУ 110 кВ выполнены двойным проводом АС-300/39 аналогично существующим. Ошиновку проектируемых линейных ячеек 110 кВ выполняется одинарным проводом аналогичного сечения (АС-300/39), который был проверен по длительно допустимому току и на термическую стойкость к тепловому воздействию тока КЗ. Для освещения проектируемого оборудования в резервной части ОРУ 110 кВ устанавливается три новых светодиодных прожектора мощностью 360 Вт каждый. Сечение вновь прокладываемого кабеля для освещения проверено по потере напряжения.

## Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. EN 50160: 2010 (NQE). М.: Стандартиформ, 2014. 19 с.
2. ГОСТ Р 50270–92. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. М.: Изд-во стандартов, 1993. 61 с.
3. Гужов Н.Л., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения. Ростов на Дону.: Феникс, 2011. 384 с.
4. Данилов Г.А., Денчик Ю.М., Иванов М.Н., Ситников Г.В. Повышение качества функционирования линий электропередачи: монография. 3-е изд. Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2019. 558 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: НЦ ЭНАС. 2009. 456 с.
6. Иванов А.С. Электроснабжение: практикум для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Волгоград: ФГБОУ ВО Волгоградский ГАУ, 2020. 116 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжения промышленных предприятий. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 670 с.
8. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
9. Марченко А.Л. Электротехника: учебное пособие. Москва: ИНФРА-М, 2022. 236 с.
10. Нормы технологического проектирования. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994. 69 с.
11. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. Москва: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2020. 416 с.

12. Поливода Ф.А. Надежность систем теплоснабжения городов и предприятий легкой промышленности: учебник. Москва: ИНФРА-М, 2021. 170 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. СПб.: Проспект, 2019. 240 с.
14. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого издания с изменениями и дополнениями. М.: Норматика, 2021. 464 с.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-97. М.: НЦ ЭНАС. 2002. 149 с.
16. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». СПб.: ЦОТПБСП. 2003. 28 с.
17. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 «Гигиенические требования к персональным электро-вычислительным машинам и организация работы». СПб.: ЦОТПБСП. 2003. 56 с.
18. Свод правил СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. М., 2011. 74 с.
19. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: учебное пособие. 2-е изд., стер. Москва: ИНФРА-М, 2022. 328 с.
20. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. 3-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 367 с.
21. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35–750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации АОА «ФСК ЕЭС» (СТО-569447007-29.240.30.010-2008.). М.: АОА ФСК ЕЭС, 2007. 132 с.

22. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4–92.  
М.: Тяжпромэлектропроект, 1993. 25 с.

23. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. 495 с.