

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту _____ Ситкину Александру Андреевичу _____
(фамилия, имя, отчество)
Группа ЗХЭн19-1 (З-19) Направление _____ 13.03.02 _____
(код)
_____ Электроэнергетика и электротехника _____
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование ПС «Майская» 110/10кВ
Углегорский район Сахалинская область

Утверждена приказом по институту № _____ от _____

Руководитель ВКР Платонова Е.В., доцент кафедры ЭМиАТ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР _____ план расположения оборудования, характеристики электроприемников, режим работы оборудования.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

1. Характеристика объекта
2. Питающая линия
3. Выбор трансформаторов
4. Расчет токов КЗ
5. Выбор оборудования 110кВ
6. Выбор оборудования 10 кВ
7. Выбор ТСН
8. Выбор системы оперативных токов
9. Релейная защита
10. Заземление

Перечень обязательных листов графической части

1. Однолинейная схема ПС.
2. План и разрез ПС.
3. Релейная защита.

Руководитель ВКР
(подпись, инициалы и фамилия)

_____ / Е.В. Платонова

Задание принял к исполнению

_____ / А.А. Ситкин
(подпись, инициалы и фамилия студента)

« _____ » _____ 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование ПС «Майская» 110/10кВ Углегорский район Сахалинская область» содержит 58 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

Объект исследования – ПС «Майская» 110/10кВ, Углегорский район Сахалинской области.

Предмет исследования – электрическая часть подстанции.

Целью бакалаврской работы является проектирование электрической части ПС «Майская» 110/10кВ Углегорского района Сахалинской области с учетом применения современного высоковольтного оборудования.

В ходе выполнения работы дана характеристика объекта и питающей линии электропередачи. Произведен выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд в соответствии с электрическими нагрузками. Расчет токов короткого замыкания произведен с целью выбора высоковольтного оборудования электрической подстанции. На основании расчетных рабочих и максимальных токов, а также токов КЗ выбраны трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, высоковольтные выключатели и разъединители на высоком и низком напряжении. Для управления выключателями и разъединителями выбрана система оперативных токов подстанции. Для защиты от ненормальных и аварийных режимов работы высоковольтного оборудования, такого как силовые трансформаторы, произведен расчет различных видов релейной защиты. Спроектировано заземление подстанции.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения схемы электроподстанции могут быть использованы для проектирования и реконструкции подстанций с высшим напряжением 110-220 кВ и низшим напряжением 6-10 кВ.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Design of substation “Mayskaya” 110/10 kV Uglegorsk district, Sakhalin region” contains 58 pages of text document, 25 used sources, 3 sheets of graphic material, 2 appendices.

SUBSTATION, POWER TRANSFORMER, ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, SHORT CIRCUIT CURRENT, CURRENT TRANSFORMER, VOLTAGE TRANSFORMER, HIGH VOLTAGE SWITCH, DISCONNECTER, RELAY PROTECTION, GROUNDING, LIGHTNING PROTECTION.

The object of the study is the Mayskaya substation 110/10 kV, Uglegorsky district of the Sakhalin region.

The subject of the study is the electrical part of the substation.

The purpose of the bachelor's work is to design the electrical part of the Mayskaya substation 110/10 kV Uglegorsk district of the Sakhalin region, taking into account the use of modern high-voltage equipment.

During the work, a description of the object and the power transmission line was given. A selection of power transformers and auxiliary transformers was made in accordance with the electrical loads. The calculation of short circuit currents was carried out in order to select high-voltage equipment for an electrical substation. Based on the calculated operating and maximum currents, as well as short-circuit currents, current transformers, voltage transformers, high-voltage switches and disconnectors for high and low voltage were selected. To control switches and disconnectors, a system of operational currents of the substation was selected. To protect against abnormal and emergency operating conditions of high-voltage equipment, such as power transformers, various types of relay protection were calculated. Grounding and lightning protection of the substation were designed.

The practical significance of the research is due to the fact that the proposed types of electrical equipment and technical solutions for the electrical substation circuit can be used for the design and reconstruction of substations with a higher voltage of 110-220 kV and a lower voltage of 6-10 kV.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Характеристика объекта	9
2 Питающая линия	12
3 Выбор трансформаторов	16
4 Расчет токов КЗ	20
5 Выбор оборудования 110 кВ.....	25
5.1 Выбор схем распределительных устройств	25
5.2 Расчет рабочих максимальных токов.....	26
5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов высокого напряжения.....	27
5.4 Выбор контрольно-измерительной аппаратуры	28
5.5 Выбор и проверка шин высокой стороны	31
6 Выбор оборудования 10 кВ.....	33
6.1 Расчет максимальных рабочих токов, выбор и проверка сборных шин на стороне НН	33
6.2 Выбор и проверка электрических аппаратов низкого напряжения	34
6.3 Выбор контрольно-измерительной аппаратуры	35
7 Выбор ТСН	37
8 Выбор системы оперативных токов.....	39
9 Релейная защита	41
9.1 Общие сведения.....	41
9.2 Газовая защита трансформатора.....	41
9.3 Токовая отсечка.....	42
9.4 Продольная дифференциальная защита трансформатора	44
9.5 Максимальная токовая защита	49
9.6 Защита от перегрузки	50
10Заземление	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	54
ПРИЛОЖЕНИЕ А	57
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Электрические подстанции являются незаменимыми звеньями при передаче электрической энергии и трансформации ее до нужного класса напряжения. Т.е. они осуществляют прием электрической энергии от энергосистемы и её распределение. Нарушение их работы может привести к значительному ущербу из-за нарушения технологических процессов или процессов жизнедеятельности различных объектов или повреждения технологического оборудования. Проектирование понизительных подстанций является одним из наиболее ответственных этапов и именно на этой стадии должны быть предусмотрены мероприятия по повышению надежности.

Мероприятия заключаются в обоснованном выборе схем распределительных устройств, оборудования и электрических аппаратов, стойких к токам короткого замыкания. В частности, с учетом известных видов повреждений и ненормальных режимов работы силовых трансформаторов должны быть предусмотрены соответствующие виды защит этих электроустановок.

В ходе выполнения будет дана характеристика объекта и питающей линии электропередачи. Произведен выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд в соответствии с электрическими нагрузками. Расчет токов короткого замыкания произведен с целью выбора высоковольтного оборудования электрической подстанции. На основании расчетных рабочих и максимальных токов, а также токов КЗ выбраны трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, высоковольтные выключатели и разъединители на высоком и низком напряжении. Для управления выключателями и разъединителями выбрана система оперативных токов подстанции. Для защиты от ненормальных и аварийных режимов работы высоковольтного оборудования, такого как силовые трансформаторы, произведен расчет различных видов релейной защиты и спроектировано заземление подстанции.

Объект исследования – ПС «Майская» 110/10кВ, Углегорский район Сахалинской области.

Предмет исследования – электрическая часть подстанции.

Целью бакалаврской работы является проектирование электрической части ПС «Майская» 110/10кВ Углегорского района Сахалинской области с учетом применения современного высоковольтного оборудования.

Задачами данной ВКР являются:

- представить характеристику объекта и питающей линии электропередачи;
- произвести выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд в соответствии с электрическими нагрузками;
- рассчитать токи короткого замыкания с целью выбора высоковольтного оборудования электрической подстанции;
- выбрать основное электрооборудование подстанции: трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, высоковольтные выключатели и разъединители на высоком и низком напряжении на основании расчетных рабочих и максимальных токов, а также токов КЗ;
- описать выбранную систему оперативных токов подстанции для управления выключателями и разъединителями;
- произвести расчеты релейной защиты силовых трансформаторов для защиты от ненормальных и аварийных режимов работы высоковольтного оборудования.
- спроектировать заземление подстанции.

1 Характеристика объекта

ООО «Восточная горнорудная компания» – ведущий производитель энергетических марок угля с добычей на Сахалине. Является одним из крупнейших российских экспортеров бурого угля.

«Восточная горнорудная компания» является активным участником общественной и социальной жизни Сахалина и ключевого для бизнеса компании Углегорского района. Компания инвестирует в развитие городской среды в агломерации пгт Углегорск-Шахтерск, поддерживает различные культурные и спортивные мероприятия на областном и районном уровнях. Предприятие заинтересовано в экономическом росте всего Сахалина и, в частности, напрямую связывает успех компании с повышением качества жизни в Углегорском районе. В число приоритетов социальной политики также входят обеспечение благосостояния и социальной защищённости сотрудников.

Был полностью обновлен и расширен парк горной и вспомогательной техники. Многие сервисные и обслуживающие функции с 2021 г. объединены в рамках Углегорского Технопарка.

По результатам 2023 г. было совокупно отгружено 14,1 млн. т. угля, что на 5% больше показателей предыдущего подобного периода. При этом стратегический инвестиционный план ВГК подразумевает развитие портовых мощностей соразмерно увеличению грузооборота – выход на 20 млн. т. после 2025 г.

«Угольный морской порт Шахтерск» является одним из наиболее перспективных и привлекательных работодателей не только Углегорского района Сахалинской области, но и всего Дальнего Востока. Ранее в 2021 г. предприятие вошло в число 15 федеральных финалистов, удостоившихся Агентством развития профессионального мастерства (Ворлдскиллс Россия) права создать на своей базе флагманский корпоративный центр опережающей подготовки (КЦОП).

ВГК во второй половине 2023 года ввела в эксплуатацию магистральный 23-километровый угольный конвейер в Углегорском районе на Сахалине. Проект его строительства входит в состав «Зеленого угольного кластера», в контур которого также войдут другие технопарки.

Предприятие заинтересовано в экономическом росте всего Сахалина и, в частности, напрямую связывает успех компании с повышением качества жизни в Углегорском районе. В число приоритетов социальной политики также входят обеспечение благосостояния и социальной защищённости сотрудников.

В связи с этим, а также с увеличением дополнительных электрических мощностей было принято решение о проектировании и строительстве ПС «Майская» напряжением 110/10 кВ.

Ситуационный план электроснабжения транспортной инфраструктуры по перегрузке угля представлен на рисунке 1.1. Установленная мощность ПС указана в соответствии с ТУ. Установленная мощность конвейеров ЛК6 и ЛК7 технопарка и экскаваторов принята в соответствии с исходными данными предприятия.

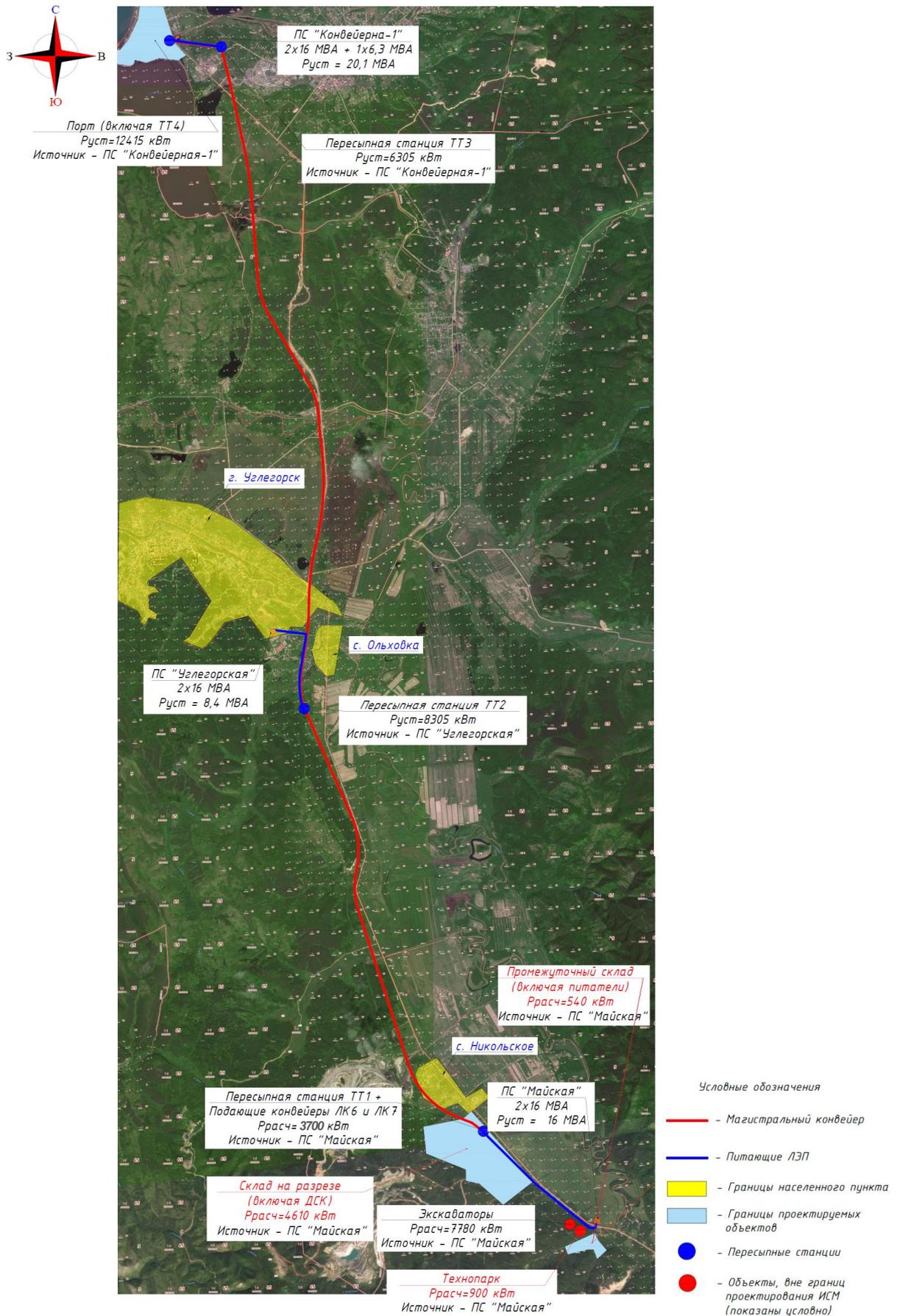


Рисунок 1.1 – Ситуационный план электроснабжения транспортной инфраструктуры по перегрузке угля

2 Питающая линия

Магистральная питающая линия (ЛЭП), выполненная проводами марки АС, запитывает три подстанции предприятия (см. рисунок 1.1):

1) ПС «Конвейерная-1» 2x16 МВА + 1x6,3 МВА, $R_{уст} = 20,1$ МВА, питает потребителей:

а) Порт (включая ТТ4) $R_{уст}=12415$ кВт;

б) Пересыпная станция ТТ3, $R_{уст}=6305$ кВт;

2) ПС «Углегорская» 2x16 МВА, $R_{уст} = 8,4$ МВА, питает потребителей:

а) Пересыпная станция ТТ2, $R_{уст}=8305$ кВт в районе с. Ольховка и г. Углегорск;

3) ПС «Майская» 2x16 МВА, $R_{уст} = 16$ МВА, в районе с. Никольское, питает потребителей:

а) Пересыпная станция ТТ1 и подающие конвейеры ЛК6 и ЛК7, $R_{расч}=3700$ кВт;

б) Склад на разрезе (включая ДСК) $R_{расч}=4610$ кВт;

в) Экскаваторы $R_{расч}=7780$ кВт;

г) Технопарк $R_{расч}=900$ кВт;

д) Промежуточный склад (включая питатели) $R_{расч}=540$ кВт.

Линия, питающая ПС «Майская» 2x16 МВА напряжением 110/10 кВ имеет маркировку проводов АС 120/19. Сечения проводов были выбраны согласно расчетному току линии на пятый год эксплуатации:

$$I_5 = \frac{S_{вл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.1)$$

Полная мощность одной цепи ВЛ:

$$S_{вл} = \frac{1}{2} \cdot S_{max} = \frac{1}{2} \cdot 19,554 = 9,777 \text{ МВА}. \quad (2.2)$$

где S_{max} – максимальная полная мощность подстанции (см. п.3).

По формуле (2.1) ток:

$$I_5 = \frac{9,777 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 51,32 \text{ А.}$$

Расчетный ток:

$$I_p = I_5 \cdot a_i \cdot a_t, \quad (2.3)$$

Значение $a_i = 1,05$. Значение $a_t = 1,2$ при коэффициенте $K_M = 0,8$ [31].

$$I_p = 51,32 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 64,66 \text{ А.}$$

Определяем суммарное сечение проводов фазы ВЛ через нормированную плотность тока [31]:

$$F = \frac{I_p}{j_H} = \frac{64,66}{0,8} = 80,83 \text{ мм}^2. \quad (2.4)$$

С учетом перспективы роста нагрузок принимаем сечение проводника $F = 120 \text{ мм}^2$, длительно допустимый ток провода $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$. Выбираем провода марки АС-120/19.

Проверка провода АС-120/19 по нагреву в послеаварийном режиме в случае обрыва одной питающей цепи:

$$I_{\text{доп}} = 51,32 \cdot 2 = 102,64 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 380 \text{ А, условие выполняется.}$$

Подстанция будет иметь стандартный блок приёма ВЛ на напряжение 110 кВ. Блок приёма ВЛ наружной установки климатического исполнения УХЛ на напряжение 110 кВ предназначен для установки высокочастотных заградителей на вводе ВЛ на ПС.

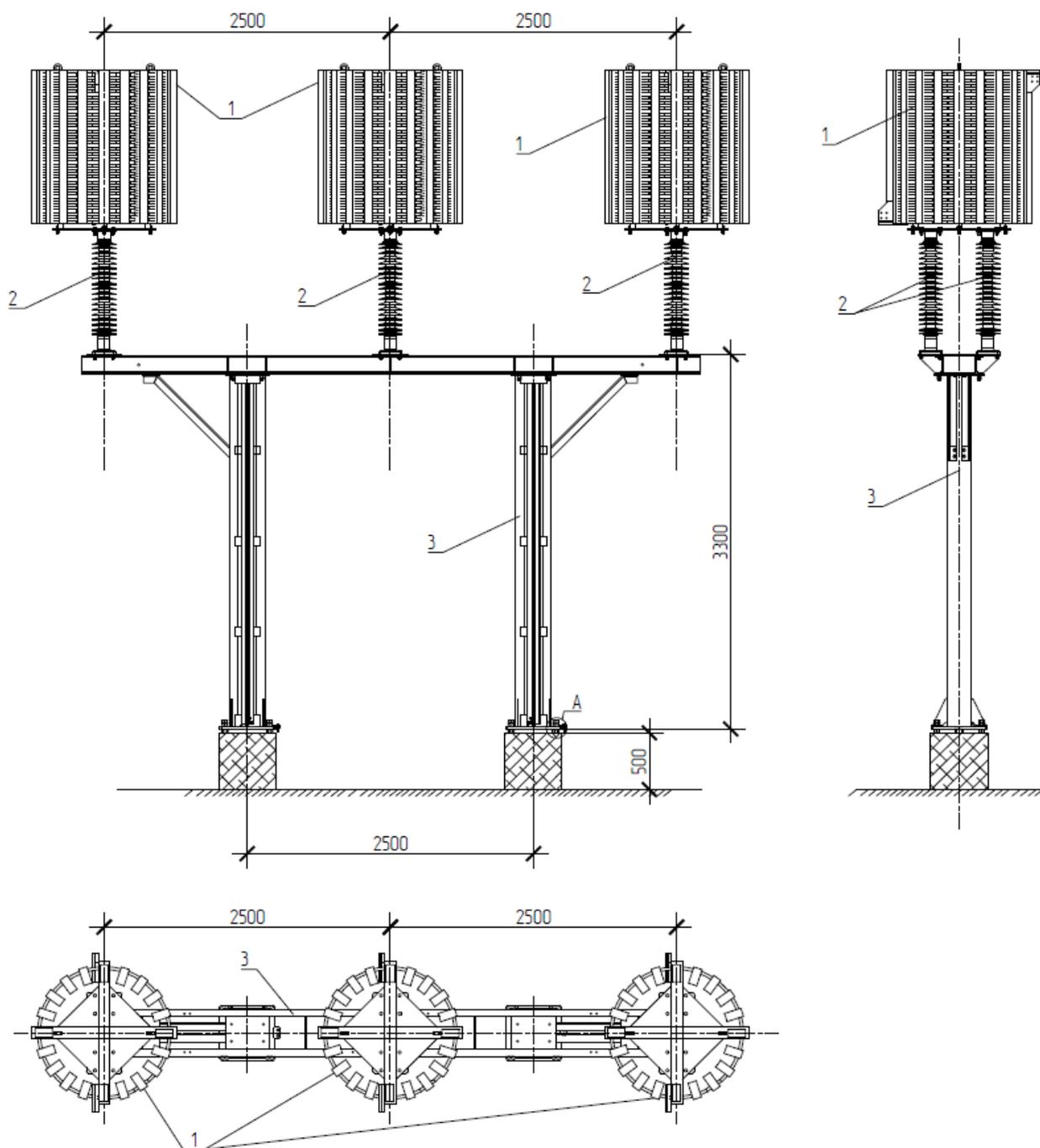
В комплект одного блока входит установочная металлическая конструкция для установки трёх ВЧ заградителей, комплект из трёх ВЧ заградителей, опорные изоляторы

для установки оборудования на несущей конструкции, метизы для установки оборудования на несущей конструкции и установки самого блока.

Параметры ВЧ заградителя ВЗ-630-0,5 УХЛ1 (160-500 кГц):

- тип – ВЗ-630-0,5 УХЛ1;
- номинальное напряжение ВЛ – 110 кВ;
- номинальный длительный ток (действующее значение) – 630 А;
- номинальный кратковременный ток (действующее значение) – 16 кА;
- ударный ток – 41 кА;
- номинальная индуктивность реактора – 0,5 мГн;
- диапазон частот заграждения – 160-500 кГц;
- характеристическое сопротивление ВЛ/ активная составляющая полного сопротивления, не менее – 450/640 Ом;
- схема установки – фаза-земля;
- тип провода АС-120/19 (через аппаратный зажим А2А).

Общий вид заградителя ВЗ-630-0,5 УХЛ1 представлен на рисунке 2.1.



1 – Высокочастотный заградитель; 2 – Опорный изолятор;
 3 – Опорная металлоконструкция

Рисунок 2.1 – Общий вид заградителя ВЗ-630-0,5 УХЛ1

3 Выбор трансформаторов

Питание подстанции осуществляется от одного центра питания по однойдвухцепной воздушнойЛЭП. Целесообразна установка двух трансформаторов, т.к. присутствуют потребители Пкатегории по надежности электро-снабжения.

Полная мощность нагрузки складывается из расчетных мощностей, которые представлены в п.2 по данным предприятия (МВт):

$$S_{\max} = \frac{P_{\text{нагр}}}{\cos \phi_{\text{нагр}}}, \quad (3.1)$$

$$S_{\max} = \frac{3,7 + 4,61 + 7,78 + 0,9 + 0,54}{0,78} = \frac{17,53}{0,78} = 22,474 \text{ МВА},$$

где $\cos \phi_{\text{нагр}}$ - коэффициент мощности нагрузки по данным предприятия.

Перед тем как выбрать трансформаторы, нужно решить вопрос о компенсации реактивной мощности.

Определим максимальную полную мощность после компенсации:

$$S'_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + (Q_{\max} - Q_{\text{кy}})^2}, \quad (3.2)$$

где $P_{\max} = 17,53$ МВт – максимальная активная мощность подстанции,
максимальная реактивная мощность подстанции,

$$Q_{\max} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2} = \sqrt{22,474^2 - 17,53^2} = 14,064 \text{ Мвар}, \quad (3.3)$$

Реактивная составляющая от внешнего источника питания [31]:

$$Q_{\text{эс}} = P_{\max} \cdot \text{tg} \phi_{\sigma} = 17,53 \cdot 0,5 = 8,765 \text{ Мвар}, \quad (3.4)$$

Мощность КУ:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{эс}} = 14,064 - 8,765 = 5,299 \text{ Мвар}, (3.5)$$

С целью компенсации реактивной мощности, для повышения $\cos\phi$ установим батареи статических конденсаторов. Выбираем 2 установки УКРЛ56-10,5-2700-450 УЗ[31] номинальной мощностью 2700 кВар (2,7 МВАр) для установки по одной на каждую секцию 10 кВ ПС.

Таким образом, т.к. секции 2-е, общая фактическая мощность комплектной конденсаторной установки:

$$Q_{\text{ку}} = 2,7 \cdot 2 = 5,4 \text{ Мвар},$$

$$\begin{aligned} S'_{\text{max}} &= \sqrt{P_{\text{max}}^2 + (Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}})^2} = \\ &= \sqrt{17,53^2 + (14,064 - 5,4)^2} = 19,554 \text{ МВА}, \end{aligned} (3.6)$$

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч.т}} = \frac{S'_{\text{нагр}}}{K_{\text{п}}}, (3.7)$$

где $K_{\text{п}} = 1,4$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора для двухтрансформаторной подстанции в предположении, что трансформаторы работают с коэффициентами загрузки не более 0,7 каждый;

$S'_{\text{нагр}}$ – максимальная полная мощность после компенсации.

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{19,554}{2 * 0,7} = 13,967 \text{ МВА}.$$

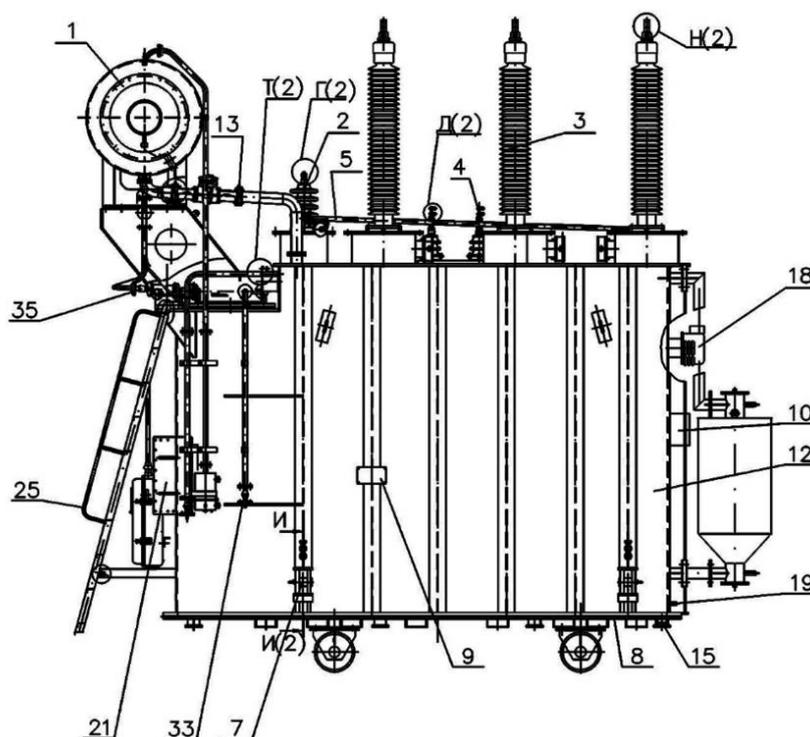
По таблицам справочника [19] выбираем 2 ближайших больших по мощности трансформатора типа ТДН-16000/110 для ПС. Параметры выбранного силового трансформатора представлены в таблице 3.1. Схема соединения $Y_n/D-11$.РПН в нейтрали стороне ВН $+9 \times 1,78\%$, со встроенными в ввод ВН трансформаторами тока с номинальными токами 150/5 А, (по 2 в каждой фазе; сердечник 1 – [класс/нагрузка/кратность] 0,5/20ВА/5; сердечник 2 – [класс/нагрузка/кратность] 5Р/30ВА/20) и трансформаторами тока встроенными в нейтраль $K_{т.г}=200/5$, кл.точности 0,5/5Р.

Таблица 3.1– Параметры силового трансформатора

Тип	$S_{ном},$ МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТДН – 16000 / 110	16	115	11	10,5	85	19	0,7

Общий вид трансформатора типа ТДН-16000/110 представлен на рисунке 3.1.

Таким образом, выбранные трансформаторы типа ТДН-16000/110, устанавливаемые на ПС, обеспечат питание заданной величины нагрузки угольного предприятия.



Спецификация

1. Расширитель; **2.** Ввод нейтрали ВН; **3.** Ввод ВН; **4.** Ввод НН; **5.** Труба для отвода газа из установок трансформаторов тока; **7.** Скоба для стропления при подъеме трансформатора; **8.** Дно (нижняя часть бака); **9.** Табличка трансформатора; **10.** Термометр манометрический (сигнализирующий); **12.** Бак трансформатора; **13.** Затвор поворотный дисковый DN 80 для слива масла из бака; **15.** Пробка для слива остатков масла из бака; **18.** Клапан предохранительный; **19.** Кран для взятия пробы масла; **21.** Люк для осмотра устройства РПН; **25.** Лестницы; **33.** Вентиль DN 25 для долива масла в расширитель устройства РПН; **35.** Реле защитное устройства РПН.

Рисунок 3.1 – Общий вид трансформатора типа ТДН-16000/110

4 Расчет токов КЗ

На рисунке 4.1 показаны схемы, с помощью которых возможно определение сверхпереходных аварийных токов к.з. и их ударных токов, а также интегралов Джоуля (тепловых импульсов воздействия токов к.з.).

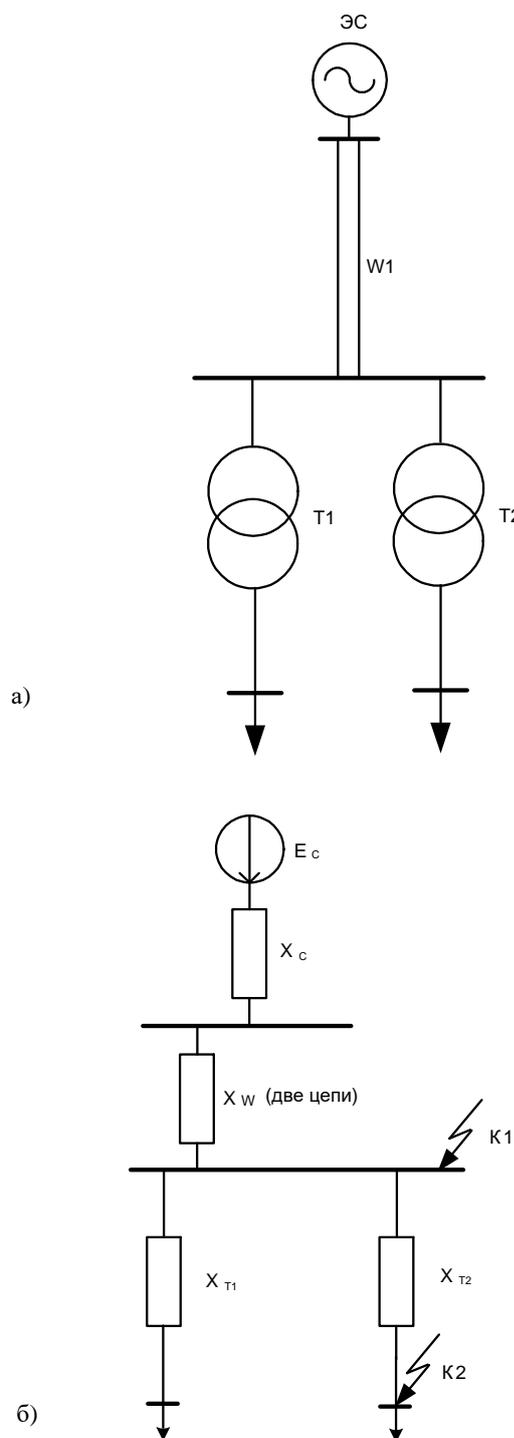


Рисунок 4.1 – Схемы для расчета к.з.

Мощность короткого замыкания на шинах питающей энергосистемы неизвестна, поэтому задаемся типом выключателя на стороне 110 кВ, защищающего вводы в подстанцию ВРС-110 III-31,5/2500 УХЛ1. Его предельная отключающая способность в максимальном режиме составляет 31,5 кА. Для минимального режима возьмем минимально возможную отключающую способность выключателей 110 кВ, равную 12,5 кА. Исходя из этих соображений, вычислим мощностик.з.:

$$S_{c \max} = \sqrt{3} \cdot I_{K3 \max \text{ ЭС1}} \cdot U_{\text{ср.ном}} = \sqrt{3} \cdot 31,5 \cdot 115 = 6274,17 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

$$S_{c \min} = \sqrt{3} \cdot I_{K3 \min \text{ ЭС1}} \cdot U_{\text{ср.ном}} = \sqrt{3} \cdot 12,5 \cdot 115 = 2489,75 \text{ МВА}. \quad (4.2)$$

Расчет произведем в относительных (безразмерных) единицах.

Определяем индуктивные сопротивления для каждой электрической системы:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_c} = \frac{1000 \cdot 10^6}{6274,17 \cdot 10^6} = 0,16, \quad (4.3)$$

Сопротивление ЛЭП(двухцепной):

$$X_W = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l_W \cdot S_{\delta}}{2U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,4 \cdot 29 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot (115 \cdot 10^3)^2} = 0,44. \quad (4.4)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление, Ом/км, в расчете принимаем $x_{\text{уд}} = 0,4$ Ом/км[15]; l – длина линии электропередачи, км, $U_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное напряжение линии электропередач, В.

Суммарное индуктивное сопротивление питающих линий и системы согласно обозначениям на схеме замещения (рисунок 4.1, б):

$$X_{\Sigma} = X_c + X_w = 0,16 + 0,44 = 0,6. \quad (4.5)$$

Сопротивление Т1 и Т2:

$$X_{T1,T2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} \cdot (1 \pm \Delta U_{PНН}), \quad (4.6)$$

$$U_{k.cр} = 10,5\%; \quad U_{k.min} = 10\%; \quad U_{k.max} = 11\%.$$

$$X_{T.min} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6} \cdot (1 - 0,16) = 5,25. \quad (4.7)$$

$$X_{T.max} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{16 \cdot 10^6} \cdot (1 + 0,16) = 7,975. \quad (4.8)$$

Наименьшее суммарное сопротивление до т. К1:

$$X_{\Sigma общ(K1)} = X_{\Sigma} = 0,6. \quad (4.9)$$

Аналогично т. К2:

$$X_{\Sigma общ(K2)} = X_{\Sigma общ(K1)} + X_{T.min} = 0,6 + 5,25 = 5,85. \quad (4.10)$$

Базисные токи:

$$I_{6(K1)} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном(K1)}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 5020,44 \text{ А}. \quad (4.11)$$

$$I_{6(K2)} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном(K2)}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 54985,74 \text{ А}. \quad (4.12)$$

Ток в точке К1:

$$I_{п(К1)}^{(3)} = \frac{I_{б(К1)}}{X_{\Sigma общ(К1)}} = \frac{5020,44}{0,6} = 8367,4 \text{ А.} \quad (4.13)$$

Ток в точке К2:

$$I_{п(К2)}^{(3)} = \frac{I_{б(К2)}}{X_{\Sigma общ(К2)}} = \frac{54985,74}{5,85} = 9399,27 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Ударный ток [15] при $k_{уд} = 1,8$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п}^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (4.15)$$

Ударный ток в т. К1:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 8367,4 \cdot 1,8 = 21299,92 \text{ А.}$$

Ударный ток в т. К2:

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 9399,27 \cdot 1,8 = 23923,03 \text{ А.}$$

Аналогично произведем расчет токов КЗ в минимальном режиме:

$$X_c = \frac{S_b}{S_c} = \frac{1000 \cdot 10^6}{2489,75 \cdot 10^6} = 0,4.$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_w = 0,4 + 0,44 = 0,84.$$

$$X_{\Sigma общ(К1)} = X_{\Sigma} = 0,84.$$

$$X_{\Sigma общ(К2)} = X_{\Sigma общ(К1)} + X_{Tmax} = 0,84 + 7,975 = 8,815.$$

$$I_{п(К1)}^{(3)} = \frac{5020,44}{0,84} = 7383 \text{ А.}$$

$$I_{п(К2)}^{(3)} = \frac{54985,74}{8,815} = 6353,06 \text{ А.}$$

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 7383 \cdot 1,8 = 18794,05 \text{ А.}$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 6353,06 \cdot 1,8 = 16169,81 \text{ А.}$$

Результаты расчета токов КЗ сведем в таблицу 4.1. В данной таблице вычислим токи двухфазного КЗ в максимальном и минимальном режимах по следующей упрощенной формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ}^{(3)}. \quad (4.16)$$

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка к.з.	$I_{\max}^{(3)}$, кА	$I_{\max}^{(2)}$, кА	$i_{уд.\max}$, кА	$I_{\min}^{(3)}$, кА	$I_{\min}^{(2)}$, кА	$i_{уд.\min}$, кА
К1	8,367	7,246	21,30	7,383	6,394	18,794
К2	9,399	8,140	23,923	6,353	5,502	16,170

Интеграл Джоуля, характеризующий выделение теплана ВН:

$$B_k = (I_{п1}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,367^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 14,35 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}), \quad (4.17)$$

Интеграл Джоуля, характеризующий выделение теплана стороне НН:

$$B_k = (I_{п2}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 9,399^2 \cdot (0,18 + 0,025) = 18,11 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (4.18)$$

Таким образом, вычисленные токи КЗ в дальнейшем позволят осуществить выбор и проверку электрооборудования подстанции и рассчитать релейную защиту силового трансформатора.

5 Выбор оборудования 110кВ

5.1 Выбор схем распределительных устройств

На стороне высокого напряжения (110 кВ) применяется система без сборных шин, которые секционируются не выключателем, а перемычкой с разъединителями и двумя заземляющими ножами в них (рисунок 5.1), т.е. схема 110-4Н (для тупиковых ПС) [23].

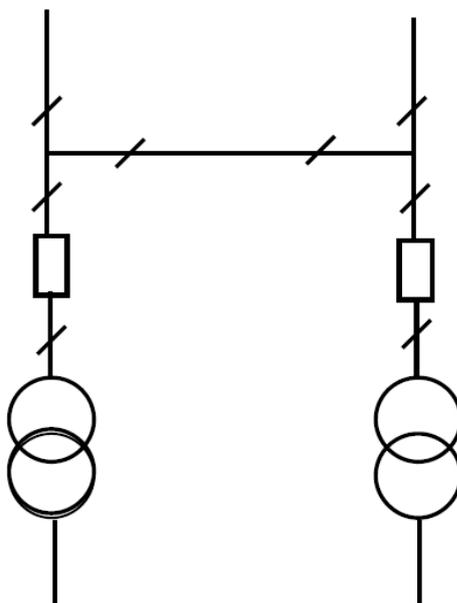


Рисунок 5.1 – Схема ОРУ ВН (110-4Н)

На стороне низкого напряжения (10 кВ) применяется система сборных шин, которые секционируются выключателем (рисунок 5.2), т.е. схема 10-1 – одна секционированная выключателями система шин [23].

Принято 26 ячеек КРУ, в т.ч. ячейки с ТСН (см. графическую часть).

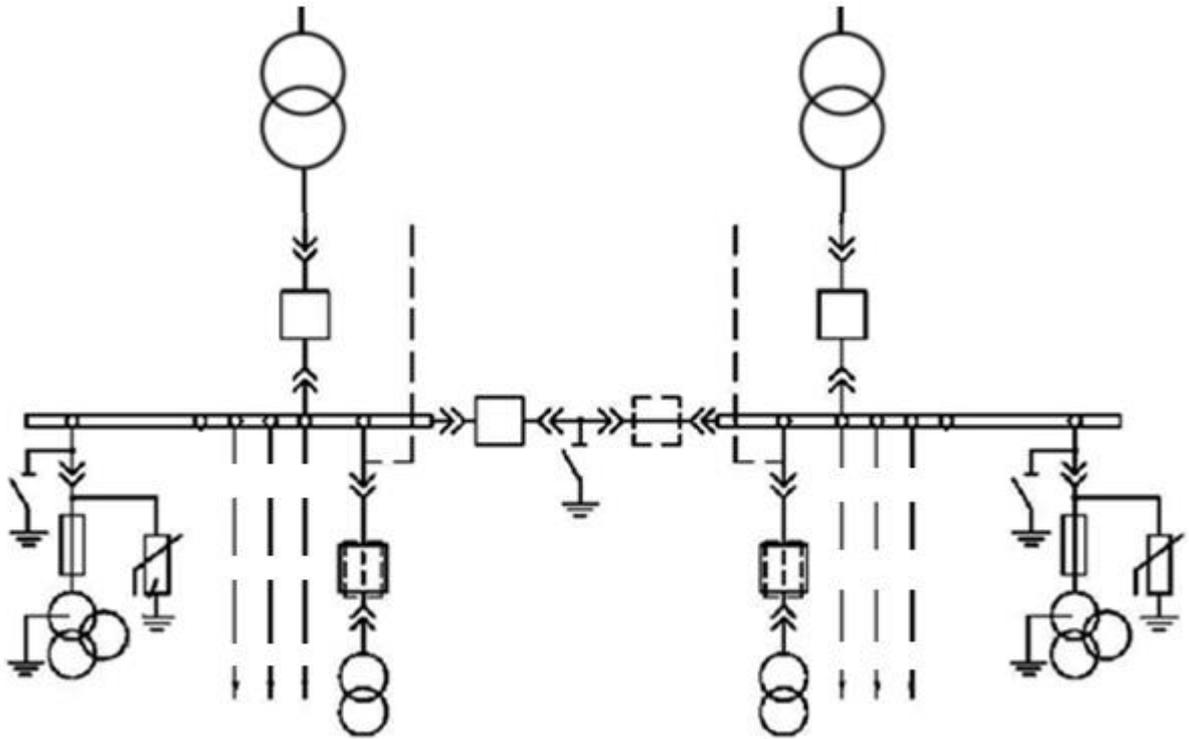


Рис.1.3.Схема 10-1 – одна секционированная выключателями система шин

5.2 Расчет рабочих максимальных токов

Условие выбора аппарата по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

Предварительно нужно определение $I_{раб.норм}$ и утяжеленного $I_{раб.утяж}$.

Полная мощность, протекающая по одному из трансформаторов в режиме наибольших нагрузок находим по формуле:

$$S_{Т1} = \frac{1}{2} \cdot S_{нагр} = \frac{1}{2} \cdot 19,554 = 9,777 \text{ МВА}. \quad (5.2)$$

Ток, протекающий через один трансформатор в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} = \frac{9,777 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 51,32 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Ток, протекающий через один трансформатор в послеаварийном режиме (в случае отключения второго):

$$I_{\text{утяж}} = 2 * 51,32 = 102,64 \text{ А.} \quad (5.4)$$

В дальнейшем расчетные токи используются для выбора электрооборудования 110 кВ.

5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов высоконапряжения

Выбор разъединителей и выключателей осуществляется по методике [31] в таблицах 5.1-5.2, а по напряжению электроустановки – ОПН (таблица 5.3)[4, 14].

Таблица 5.1 – Выбор разъединителей

Условие	Тип	Расчет	Справочник
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	РГНП.2- 110/1000-40 УХЛ1	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$		$I_{\text{расч}} = 102,64 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$		$i_{\text{уд}} = 21,30 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$		$B_k = 14,35 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$I_{\text{пр.т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$

Таблица 5.2 – Выбора выключателей

Условие	Тип	Расчет	Справочник
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВРС-110 III- 31,5/2500 УХЛ1	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}=102,64$ А	$I_{ном}=2500$ А
$I_n^{(3)} \leq I_{нр.с}$		$I_n^{(3)}=8,367$ кА	$I_{нр.с}=20$ кА
$i_{уд} \leq i_{нр.с}$		$i_{уд}=21,30$ кА	$i_{нр.с}=52$ кА
$B_k \leq I_{нр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 14,35$ (кА ² · с)	$I_{нр.т}^2 \cdot t_\tau=20^2 \cdot 3 =1200$ (кА ² · с)

Таблица 5.3 – Выбор ОПН

Условие	Тип	Расчет	Справочник
$U_{уст}=U_{ном}$	ОПНП-П1- 110/83/10/3 III УХЛ1	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ

5.4 Выбор контрольно-измерительной аппаратуры

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k(\text{Ом}), \quad (5.5)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} (\text{Ом}), \quad (5.6)$$

Условие соответствия работы ТТ в заданном классе точности:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2ном}(\text{Ом}), \quad (5.7)$$

или

$$r_{пров} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k(\text{Ом}). \quad (5.8)$$

Сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (5.9)$$

В таблице 5.4 производим выбор приборов.

На основании приведенных формул производим расчеты:

$$r_{\text{приб}} = \frac{12}{5^2} = 0,56 \text{ (Ом)},$$

$$r_{\text{пров}} \leq 1,2 - 0,56 - 0,1 \leq 0,54 \text{ (Ом)}.$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,54} \approx 5 \text{ мм}^2. \quad (5.10)$$

Таблица 5.4 – Измерительные приборы ТТ для ВН

Устройство измерения электрической величины	Распределение подключений		
	А	В	С
Ваттметр	0,4	-	0,4
Варметр	0,4	-	0,4
Счетчик Wh	2,4	-	2,4
Счетчик Wq	0,4	-	0,4
Амперметр	-	9	-
Ваттметр	9	-	9
Итого	12	9	12

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 80}{5} = 0,45 \text{ (Ом)}.$$

$$r_2 = 0,56 + 0,45 + 0,1 = 1,11 \text{ (Ом)}.$$

Выбора ТТ ВН и устройства для измерения электрических величин для ТН показаны в таблицах 5.5-5.6 [28]

Таблица 5.5 – Выбора ТТ ВН

Условие	Тип	Расчет	Справочник
$U_{сети.ном} \leq U_{ном}$	ТОГФ-110-II- 0,2S/0,5/5P/5P/5P -37,5-75-150/1 УХЛ1	$U_{сети.ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{норм} \leq I_{ном1}$		$I_{расч} = 51,32$ А	$I_{ном} = 150$ А
$i_{уд} \leq i_{дин}$		$i_{уд} = 21,30$ кА	$i_{дин} = 126$ кА
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau$		$B_k = 14,35$ (кА ² · с)	$I_{пр.т}^2 \cdot t_\tau = 12^2 \cdot 3 = 432$ (кА ² · с)
$Z_2 \leq Z_{2ном}$		$Z_2 = 1,11$ (Ом)	$Z_{2ном} = 1,2$ (Ом)

Таблица 5.6– Устройства для измерения электрических величин ТН

Устройство измерения электрической величины		S, ВА	кон так ты	cosφ	sinφ	Кол- во	Мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр		2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Ввод 110 кВ от трансформатора	1,5	3	1	0	1	4,5	-
Сч. активный		3 Вт	3	0,38	0,925	1	9	14,5
Сч. реактивный		3 Вт	3	0,38	0,925	1	9	14,5
Счетчик акт.	Линии 110кВ	3 Вт	3	0,38	0,925	4	36	58
Счетчик реакт.		3 Вт	3	0,38	0,925	4	36	58
Итого							96,5	145

Вторичная нагрузка ТН (таблица 5.7) по [27]:

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (\text{ВА}). \quad (5.11)$$

$$S_2 = \sqrt{96,5^2 + 145^2} = 174,2 \quad (\text{ВА}).$$

Таблица 5.7 – Выбор ТН

Условия выбора	Тип трансформатора напряжения	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сети.ном} \leq U_{ном}$	НАМИ-110 УХЛ1	$U_{сети.ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110/\sqrt{3}$ кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$		$S_2 = 174,2$ (ВА)	$S_{2ном} = 400$ (ВА)

5.5 Выбор и проверка шин высокой стороны

Выбираем провода марки АС-120/19 (таблица 5.8), соразмерные с проводами питающей ЛЭП 110 кВ.

Таблица 5.8 – Параметры шин высокой стороны

F, мм²	I_{доп}, А	Расчетный ток I_{max}, А
120	380	102,64

Условие проверки по температуре:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,доп} (^\circ\text{C}), \quad (5.12)$$

$$\vartheta_H = \vartheta_0 + (\vartheta_{доп} - \vartheta_{o,ном}) \cdot \left(\frac{I_{max}}{I_{доп}} \right)^2 \quad (5.13)$$

$$\vartheta_H = 35^\circ + (70^\circ - 25^\circ) \cdot \left(\frac{102,64}{380} \right)^2 = 44,4^\circ\text{C}.$$

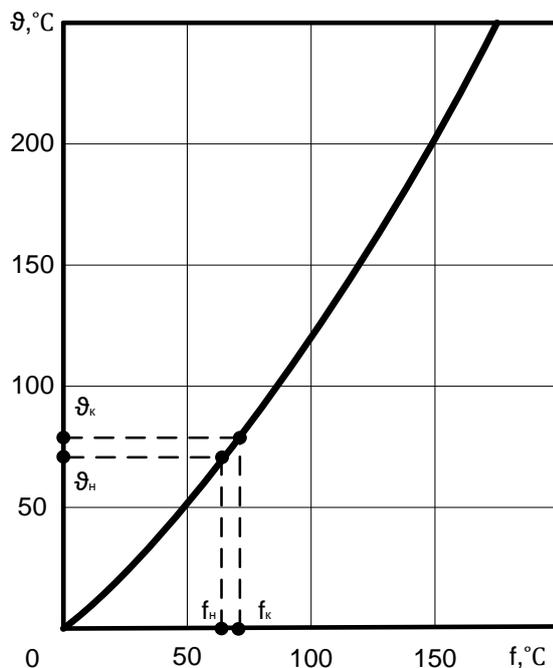


Рисунок 6.1 – Кривая накаливания проводов

По кривой рисунка б.1, находим по температуре величину:

$$f_{\text{н}} = 46 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Сложная функция:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \frac{k \cdot B_{\text{к}}}{g^2}, \quad (5.14)$$

$$f_{\text{к}} = 46 + \frac{1,054 \cdot 14,35 \cdot 10^6}{120,0^2} \approx 101 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Теперь в обратном порядке идем по линии рисунка 5.1 и находим нужную величину:

$$\vartheta_{\text{к}} = 120 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad \vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к,доп}} (\text{ }^{\circ}\text{C}), \text{ т. е } 120^{\circ}\text{C} < 200^{\circ}\text{C}.$$

Выбранные высоковольтные электрические аппараты, шины и контрольно-измерительная аппаратура отображаются на однолинейной схеме подстанции (графическая часть).

6 Выбор оборудования 10 кВ

6.1 Расчет максимальных рабочих токов, выбор и проверка сборных шин на стороне НН

Рассчитаем $I_{\text{норм}}$ и $I_{\text{утяж}}$ для шины низкого напряжения, отходящих от трансформаторов.

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{19,554 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 564,5 \text{ А}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{утяж}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{19,554 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1129 \text{ А}. \quad (6.2)$$

По значению $I_{\text{утяж}}$ выбираем сечение шины ШАТ 120x8 [13]:

$$S = 120 \cdot 8 = 960 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 2000 \text{ А}.$$

В соответствии с методикой проверки шин ВН, по аналогии производим необходимую проверку:

$$\vartheta_{\text{н}} = 35^\circ + (70^\circ - 25) \cdot \left(\frac{1129}{2000} \right)^2 = 62 \text{ (}^\circ\text{C)}, \quad (6.3)$$

Далее все аналогично п.5.5:

$$f_{\text{н}} = 62 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$f_{\text{к}} = 62 + \frac{1,054 \cdot 18,11 \cdot 10^6}{960^2} \approx 83 \text{ (}^\circ\text{C)}. \quad (6.4)$$

$$\vartheta_{\text{к}} = 85 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к,доп}} \text{ (}^\circ\text{C)}, \text{ т. е } 85 \text{ }^\circ\text{C} < 200 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Условие выполнено.

Наибольшее удельное усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(16169,81)^2}{0,26} = 162,81 \text{ (Н/м)}, \quad (6.5)$$

Изгибающий момент от данного усилия [31]:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{162,81 \cdot 0,7^2}{10} = 7,978 \text{ (Н} \cdot \text{м)}, \quad (6.6)$$

Механическое напряжение и вспомогательные механические величины найдем как:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} \text{ (МПа)}, \quad (6.7)$$

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{162,81 \cdot 0,7^2}{10} = 7,978 \text{ (Н} \cdot \text{м)} \quad (6.8)$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ (см}^3\text{)}. \quad (6.9)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{7,978}{10} = 0,7978 \text{ (МПа)}. \quad (6.10)$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}, \quad (6.11)$$

Условие выполнено.

6.2 Выбор и проверка электрических аппаратов низкого напряжения

Выбор и проверка электрических аппаратов низкого напряжения осуществляется аналогично аппаратам высокого напряжения (см. п.5), таблицы 6.1-6.3[3, 11].

Таблица 6.1 – Выбора ячеек ВВ/TEL на вводах

Условие	Марка	Расчет	Справочник
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВ/TEL-10-31,5/1600УЗ	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}=1129$ А	$I_{ном}=1600$ А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}=9,399$ кА	$I_{пр.с}=31,5$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}=23,923$ кА	$i_{пр.с}=80$ кА
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_k=18,11$ (кА ² · с)	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{\tau}=31,5^2 \cdot 4 = 3969$ (кА ² · с)

Таблица 6.2 – Расчетная ячеек ВВ/TEL между сек.1 и сек.2

Условие	Марка	Расчет	Справочник
$U_{уст} \leq U_{ном}$	ВВ/TEL-10-20/630УЗ	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$		$I_{расч}=564,5$ А	$I_{ном}=630$ А
$I_{п}^{(3)} \leq I_{пр.с}$		$I_{п}^{(3)}=9,399$ кА	$I_{пр.с}=20$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$		$i_{уд}=23,923$ кА	$i_{пр.с}=80$ кА
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_{\tau}$		$B_k=18,11$ (кА ² · с)	$I_{пр.т}^2 \cdot t_{\tau}=31,5^2 \cdot 4 = 3969$ (кА ² · с)

Таблица 6.3 – Расчетная ОПН НН

Условие	Марка	Расчет	Справочник
$U_{уст} = U_{ном}$	ОПНП-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ

6.3 Выбор контрольно-измерительной аппаратуры

Выбор контрольно-измерительной аппаратуры на стороне НН производится по аналогии с стороной ВН. Расчетная таблица выбора ТТ на вводах НН показана в таблице 6.4, а в секционной перемычке – в таблице 6.5 [30], аналогично и выбор ТН на НН, таблица 6.6 [26].

Таблица 6.4 – Выбор ТТ на вводах НН

Выполняемое неравенство	Марка	Расчет	Справочник
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	ТЛО-10	$U_{\text{сети.ном}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$
$I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$		$I_{\text{раб.ном}}=1129 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000\text{А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА}$		$I_{\text{уд}}=23,923 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} \leq I^2_{\text{пр.т}} \cdot t, \text{кА}^2\text{с}$		$W_{\text{к}} = 18,11 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{пр.т}} \cdot t=31,5^2 \cdot 1=992,25 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$		0,11	$Z_{2\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$

Таблица 6.5 – Расчетная таблица выбора ТТ в секционной переемычке

Выполняемое неравенство	Марка	Расчет	Справочник
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	ТЛО-10	$U_{\text{сети.ном}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$
$I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$		$I_{\text{раб.ном}}=564,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \text{кА}$		$I_{\text{уд}}=23,923 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} \leq I^2_{\text{пр.т}} \cdot t, \text{кА}^2\text{с}$		$W_{\text{к}} = 18,11 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{пр.т}} \cdot t=31,5^2 \cdot 1=992,25 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$		0,11	$Z_{2\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$

Таблица 6.6 – Выбора ТН на НН, установленных на шинах 10 кВ

Выполняемое неравенство	Марка	Расчет	Справочник
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	ЗНОЛП.4-10 У2	$U_{\text{сети.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$		$S_2 = 174,2 \text{ (ВА)}$	$S_{2\text{ном}} = 300 \text{ (ВА)}$

Выбранные высоковольтные электрические аппараты и контрольно-измерительная аппаратура отображаются на однолинейной схеме подстанции (графическая часть).

7 Выбор ТСН

Щит собственных нужд (ЩСН) будут запитывать на ПС следующие виды (группы) оборудования:

- обогрев выключателей, шкафов ОРУ;
- освещение (шкафы управления наружным, охранным и ремонтным освещением);
- розетки распределительных шкафов;
- блоки управления разъединителей;
- шкафы приводов главных ножей разъединителей;
- шкафы приводов выключателей;
- шкафы зажимов трансформаторов тока;
- шкафы зажимов трансформаторов напряжения;
- шкафы сетей связи;
- шкафы центральной сигнализации;
- шкафы охлаждения трансформаторов;
- шкафы АСУ ТП;
- контроллер РПН SHM-K трансформаторов;
- приводы SHM-D регулирования напряжения со стороны высоковольтных вводов трансформаторов;
- щит обогрева здания ОПУ;
- шкафы АИИС КУЭ;
- шкаф ППУ (панель противопожарных устройств);
- шкаф оперативного тока (ШОТ).

ЩСН питается от ТСН, мощность которого необходимо выбрать по таблице электронагрузок (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Нагрузка собственных нужд ПС

Вид потребителя	Р _{уст}		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	кВт × кол-во	всего, кВт			акт.	реакт.
Охлаждение Т1 и Т2	3x2	6	0,85	0,62	6	3,72
Подогрев выключателей	15x2	30	1	0	30	-
Подогрев КРУ	2x24	48	1	0	48	-
Питание приводов разъединителей и выключателей	3x10	30	1	0	30	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	0	100	-
Освещение, вентиляция КРУ	-	27	1	0	27	-
Освещение РУ 110 кВ	-	25	1	0	25	-
Итого					266	3,72

Нагрузка СН:

$$S_{CH} = k_c \cdot \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} = 0,9 \cdot \sqrt{266^2 + 3,72^2} = 239,42 \text{ кВА.} \quad (7.1)$$

Мощность ТСН:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{CH}}{2 \cdot 0,7} \geq \frac{239,42}{2 * 0,7} = 171,01 \text{ (кВА)}. \quad (7.2)$$

По справочнику [19] выбираем ближайшее большее значение мощности трансформатора: $S_{ТСН \text{ ном}} = 250 \text{ кВА}$, тип трансформатора ТСН: ТС-250-10/0,4 кВ; ПБВ±2x2,5%, Uk=4%; Ixx=0,85%; Д/УН-11; УЗ.

8 Выбор системы оперативных токов

Система питания оперативных токов ПС базируется на использовании выпрямительных агрегатов, которые питаются от ЩСН и снабжают всю необходимую нагрузку постоянного тока:

- шинки оперативного питания;
- центральная сигнализация;
- комплекты оперативных блокировок;
- защита силовых трансформаторов;
- устройства РПН.

Схема электрическая принципиальная шкафа ШОТ представлена в Приложении А.

Используемые выпрямительные агрегаты типа Flatpack 2 Powershelf 4xFP2 (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1 – Выпрямительный агрегат типа Flatpack 2 Powershelf 4xFP2

Технические характеристики выпрямительного агрегата типа Flatpack 2 Powershelf 4xFP2 представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Технические характеристики выпрямительного агрегата типа Flatpack 2 Powershelf 4xFP2

Наименование	Параметр
Максимальное входное напряжение переменного тока	300 В переменного тока
Конфигурация сети	230VAC однофазный; 230VAC 3 фазы (Δ); 230/400 В переменного тока 3 фазы (Y)
Выход постоянного тока	
Ток (максимальный)	600 А
Максимальное напряжение, В	48 В постоянного тока
Максимальная мощность	32 кВт
Распределение батарей	
Положения выключателя, не более	6
Номинальный ток выключателя, не более	250 А
LVBD	Да
Распределение нагрузки постоянного тока	
Положения выключателя, не более	18
Номинальный ток выключателя, не более	125 А
LVBD	Да
Рабочая температура	-40 – +60 °С
Размеры ШхВхГ	482 x 267 x 380 мм
Вес	5 кг

9 Релейная защита

9.1 Общие сведения

Виды защит трансформаторов зависят от следующих условий:

- вид повреждения или ненормального режима.
- режим работы трансформаторов на подстанции.
- тип защищаемого трансформатора.
- количество сторон питания трехобмоточного трансформатора.
- заземление обмоток трансформатора.

В нашем случае должны быть выполнены защиты двухобмоточного понижающего трансформатора:

- 1) продольная диф. защита;
- 2) газовые защиты трансформатора и бокс РПН;
- 3) максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора;
- 4) защита от перегрузки.

9.2 Газовая защита трансформатора

Для осуществления газовой защиты трансформатора ТДН-16000/110 используем:

- для защиты бака трансформатора – газовое реле РГТ-50;
- для защиты бака РПН – РСТ-25.

Уставка по скорости срабатывания газового реле РГТ-50 по скорости потока масла принимается равной 0,65 м/с [1], уставка реле РСТ-25 по скорости срабатывания реле контакторов РПН, по скорости потока масла принимается равной 0,9 м/с [1].

Схема газовой защиты трансформатора ТДН-16000/110 на переменном токе показана на рисунке 9.1[2].

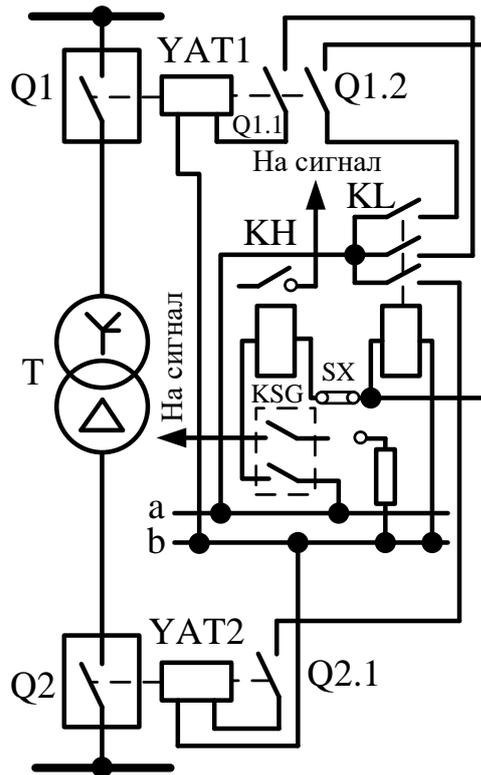


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема газовой защиты трансформатора на переменном оперативном токе

9.3 Токовая отсечка

Условие выбора уставки токовой отсечки:

$$I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{ном.тр}} \quad (9.1)$$

Для трансформатора ТДН-16000/110:

$$I_{\text{ном.ТТ}} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А} . \quad (9.2)$$

$$I_{\text{ном.ТТ.ВН}} \geq \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = \sqrt{3} \cdot 80,33 = 139 \text{ А} . \quad (9.3)$$

По шкале номинальных первичных токов ТТ[30]выбираем ближайшее большее значение $x_{\text{номперв.ТТ}}=200$ А. Тогда коэффициент трансформации:

$$K_{TT} = \frac{200}{5} = 40.$$

Первая ступень. Неселективная токовая отсечка (отсечка без выдержки времени).

Выполняется с применением электромагнитных реле типа РСТ-40.

Ток срабатывания защиты:

$$I'_{CЗ} = K_3 \cdot I_{KЗ.вн.макс}^{(3)} = 1,3 \cdot (9399 \cdot 11 / 115) = 1169 \text{ А.} \quad (9.4)$$

ТТ соединены по схеме «Δ».

Ток срабатывания реле:

$$I'_{cp} = K_{CX} \cdot \frac{I'_{CЗ}}{K_{TT}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1169}{40} = 50,6 \text{ А.} \quad (9.5)$$

где коэффициент схемы $K_{CX} = \sqrt{3}$ - для ТТ, соединенных в «Δ».

Принимаем реле типа РСТ-40/50 с уставкой по току срабатывания, равной 50 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = K_{\Sigma CX} \cdot \frac{I_{KЗ}^{(2)}}{I'_{cp} \cdot K_{TT}} = 2 \cdot \frac{5502}{50 \cdot 40} = 5,5 > 2. \quad (9.6)$$

Отсечка чувствительна.

9.4 Продольная дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита применяется для защиты обмоток трансформаторов от короткого замыкания между фазами и на землю, при этом в зону защиты попадают выводы, ошиновка и выключатели со всех сторон трансформатора. Селективность защиты абсолютная.

Для защиты трансформаторов с регулированием под нагрузкой применяют полупроводниковые реле типа РСТ-23 (с торможением)[1, 2].

Реле типа РСТ-23 (аналог ДЗТ-21) имеет структурную схему (рисунок 9.2).

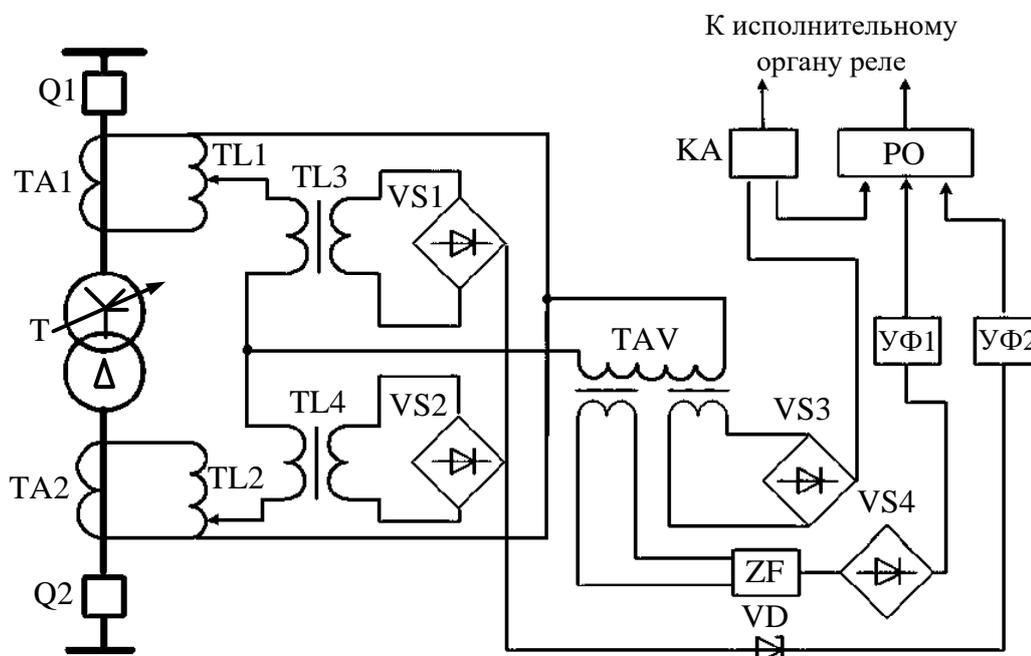


Рисунок 9.2 – Схема защиты на основе РСТ-23

Расчетные токи для выбора уставок защиты:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А}, \quad (9.7)$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78 \text{ А}. \quad (9.8)$$

ТТ на стороне «Y» трансформатора – в «Δ», а на стороне «Δ» – в «Y».

Тогда для ТТ, соединенных в «Δ»,

$$I_{ном.ТТ.ВН} \geq \sqrt{3} \cdot I_{ном.ВН} = \sqrt{3} \cdot 80,33 = 139 \text{ А.} \quad (9.9)$$

$$K_{ТТ.В} = \frac{150}{5} = 30 ,$$

а для ТТ, соединенных в «Y»,

$$I_{ном.ТТ.НН} \geq I_{ном.НН} = 839,78 \text{ А.}$$

$$K_{ТТ.Н} = \frac{1000}{5} = 200 .$$

Вторичные токи в плечах дифзащиты от ВН и НН:

$$I_{Д.В} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,33}{30} = 4,64 \text{ А;} \quad (9.10)$$

$$I_{Д.Н} = \frac{I_{ном.НН}}{K_{ТТ.Н}} = \frac{839,78}{200} = 4,2 \text{ А.} \quad (9.11)$$

Дифференциальная токовая отсечка.

1. Отстройка от броска намагничивания:

$$I_{СЗ}^I = K_{3I} \cdot I_{ном.тр} = 1,5 \cdot 80,33 = 120,5 \text{ А.} \quad (9.12)$$

2. Отстройка от тока небаланса:

$$I_{НБ.ТТ} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.внеш.макс}^{(3)} = 1,5 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 9399 \cdot \frac{11}{115} = 134,86 \text{ А.} \quad (9.13)$$

$$I_{НБ.рег} = \frac{\Delta N}{100} \cdot I_{КЗ.внеш.макс}^{(3)} = 0,16 \cdot 9399 \cdot \frac{11}{115} = 143,85 \text{ А.} \quad (9.14)$$

$$I_{НБ.компл} = \frac{|I_{Д.В} - I_{Д.Н}|}{I_{Д.В}} \cdot I_{КЗ.внеш.макс}^{(3)} = \frac{|4,64 - 4,2|}{4,64} \cdot 9399 \cdot \frac{11}{115} = 85,25 \text{ А.} \quad (9.15)$$

Суммарный ток небаланса:

$$I_{НБ.макс} = I_{НБ.ТТ} + I_{НБ.рег} + I_{НБ.компл} = \\ = 134,86 + 143,85 + 85,25 = 363,96 \text{ А.} \quad (9.16)$$

Тогда ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ}^I = K_{32} \cdot I_{ном.тр} = 1,3 \cdot 363,96 = 473,15 \text{ А.} \quad (9.17)$$

Принимаем большее значение

$$I_{СЗ}^I = 473,15 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = K_{\Sigma CX} \cdot \frac{I_{КЗ.мин.вн}^{(2)}}{I_{СЗ}^I} = \sqrt{3} \cdot \frac{5502}{473,15} \cdot \frac{11}{115} = 1,93 < 2. \quad (9.18)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{сп}^I = K_{CX} \cdot \frac{I_{СЗ}^I}{K_{ТТ.В}} = \sqrt{3} \cdot \frac{473,15}{30} = 27 \text{ А.} \quad (9.19)$$

Защита недостаточно чувствительна, поэтому далее применяем от-

стройку от броска тока намагничивания.

Определяем число витков обмоток реле РСТ-23.

Расчетные формулы и полученные результаты вычисления значений параметров для определения числа витков обмотки реле РСТ-23 приводим в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Расчетные формулы и полученные результаты вычисления значений параметров для определения числа витков обмотки реле РСТ-23

Наименование параметра	Расчетная формула	Числовое значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН	$I_{с.рВН} = \frac{I_{с.з} k_{схВН}}{k_{т.ТВН}}$	$\frac{120,5 \cdot \sqrt{3}}{30} = 6,96 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки НТТ для стороны ВН	$\omega_{расчВН} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.рВН}}$	$\frac{100}{6,96} = 14,4$ ВИТКА
Принятое число витков обмотки НТТ для установки на стороне ВН	$\omega_{ВН}$	14 ВИТКОВ
Ток срабатывания реле при принятом числе витков обмотки на стороне ВН	$I_{с.рВН} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{ВН}}$	$\frac{100}{14} = 7,14 \text{ А}$
Ток в реле от трансформаторов тока стороны ВН в минимальном режиме работы системы при двухфазном коротком замыкании в зоне действия защиты: в точке К ₂ на стороне НН	$I_{рНН} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к min НН}^{(3)}}{k_{ТВН} k_{т.ТВН}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 6,353 \cdot 10^3}{115 / 11 \cdot 30} = 35,1 \text{ А}$
Минимальное значение коэффициента чувствительности защиты	$k_{ч min} = \frac{I_{р min}}{I_{с.рВН}}$	$\frac{35,1}{7,14} = 4,92 > 2$
Расчетное число витков обмотки НТТ для стороны НН	$\omega_{расчНН} = \frac{I_{2ВН}}{I_{2НН}} \omega_{ВН}$	$\frac{4,64}{4,2} \cdot 14 = 15,47 \text{ ВИТКА}$
Принятое число витков обмотки НТТ для установки на стороне НН	$\omega_{НН}$	15 ВИТКОВ
Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная неточностью установки расчетного числа витков стороны НН	$I_{н6НН}^{///} = \left \frac{\omega_{расчНН} - \omega_{НН}}{\omega_{расчНН}} \right I_{к max НН}^{(3)}$	$\left \frac{15,47 - 15}{15,47} \right \cdot 9399 = 285,55 \text{ А}$

Окончание таблицы 9.1

Наименование параметра	Расчетная формула	Числовое значение
Составляющие токов небаланса на стороне НН	$I'_{нбНН} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.внеш.макс}^{(3)}$	$1,5 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 9399 = 1409,85 A$
	$I''_{нбНН} = \frac{\Delta N}{100} \cdot I_{КЗ.внеш.макс}^{(3)}$	$0,16 \cdot 9399 = 1503,84 A$
Максимальный первичный ток небаланса при коротком замыкании на шинах 10 кВ	$I_{нб\max\ НН} = I'_{нбНН} + I''_{нбНН} + I'''_{нбНН}$	$1409,85 + 1503,84 + 285,55 = 3199,24 A.$
Расчетное число витков тормозной обмотки по условию несрабатывания реле при внешнем коротком замыкании на шинах 10 кВ	$\omega_{т.расчНН} = \frac{k_n \omega_{расчНН} I_{нб\max\ НН}}{I_{к\max\ НН}^{(3)} \operatorname{tg} \alpha}$	$\frac{1,5 \cdot 15 \cdot 3199,24}{9399 \cdot 0,87} = 8,8$
Принятое число витков тормозной обмотки	ω_t	9 ВИТКОВ
Окончательно принятые числа витков обмоток НТТ при выбранной схеме включения	$\omega_{осн} = \omega_{ВН}$ $\omega_{неосн} = \omega_{НН}$	14 ВИТКОВ 15 ВИТКОВ

Схема отпаек реагирующего органа (РО), схема оперативных цепей дифференциального реле РСТ-23 изображены соответственно на рисунках 9.3-9.4.

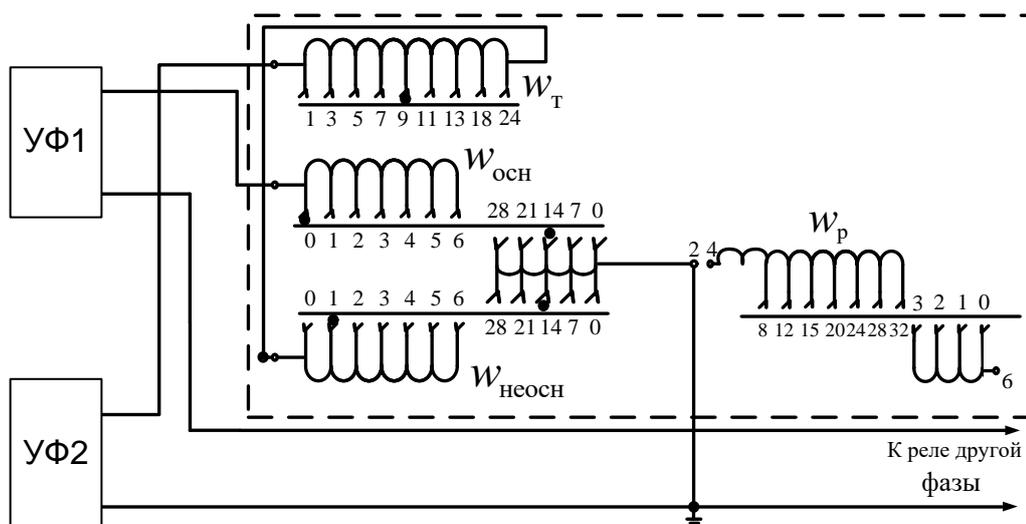


Рисунок 9.3 – Схема отпаяк реагирующего органа (РО) дифференциального реле РСТ-23

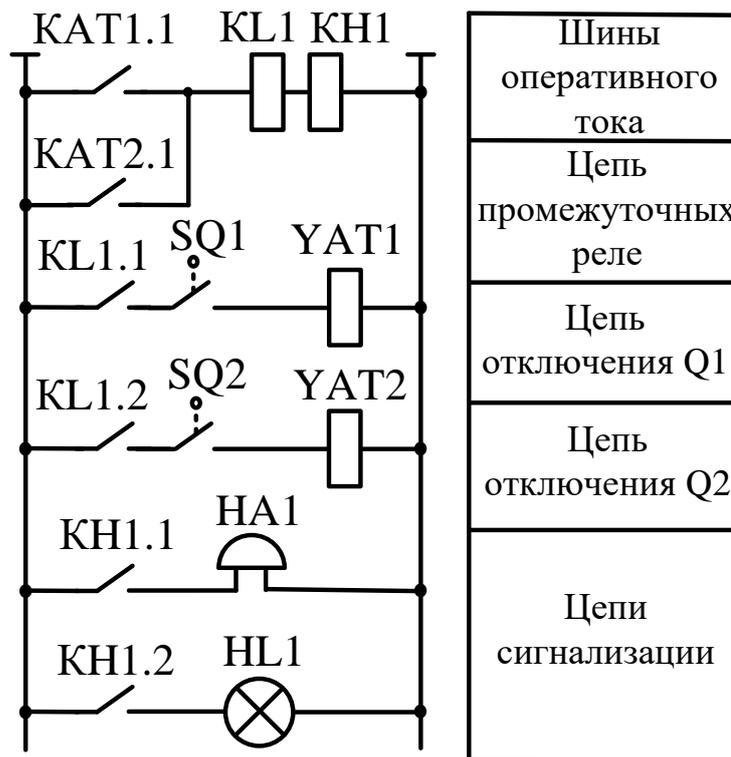


Рисунок 9.4 – Схема оперативных цепей

9.5 Максимальная токовая защита

Вторая ступень. Максимальная токовая защита (МТЗ).

Выполняется с применением токового реле типа РСТ-40 и реле времени РВ-01.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ}^{II} = \frac{K_3 \cdot K_{сам.зап.}}{K_B} \cdot I_{раб.максТ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 80,33 = 180,74 \text{ А.} \quad (9.20)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср}^{II} = K_{сх} \cdot \frac{I_{CЗ}^{II}}{K_{ТТ}} = \sqrt{3} \cdot \frac{180,74}{30} = 10,44 \text{ А.} \quad (9.21)$$

Принимаем реле типа РСТ-40/10 с уставкой по току срабатывания, равной 10,5 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = K_{\Sigma \text{СХ}} \cdot \frac{I_{\text{кз.мин.вн}}^{(2)}}{I_{\text{ср}}^{\text{II}} \cdot K_{\text{ТТ}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{3720}{10 \cdot 40} \cdot \frac{10}{35} = 2,86 > 1,5. \quad (9.22)$$

Время срабатывания МТЗ выбирается на ступень селективности больше, чем выдержка времени самой медленной МТЗ предшествующих присоединений:

$$t_{\text{сз}}^{\text{II}} = t_{\text{сз.предш.}} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (9.23)$$

9.6 Защита от перегрузки

Токи срабатывания:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_3}{K_B} \cdot I_{\text{ном.тр}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,33 = 105,4 \text{ А.} \quad (9.24)$$

$$t_{\text{сз}} = 9 \text{ с.}$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{K_3}{K_B} \cdot \frac{I_{\text{ном.тр}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot \frac{80,33}{40} = 2,6 \text{ А,} \quad (9.25)$$

принимаем уставку реле 2,6 АРСТ-40.

Защита на стороне ВН и действует на сигнал с выдержкой времени 9 сек., выставляем с помощью РВ-01.

10 Заземление

Расчет заземления подстанции выполним по методике [16] и представим в табличной форме в Приложении Б.

Заземляющее устройство (ЗУ) ПС "Майская" выполнено в соответствии с нормативными документами: ПУЭ изд. 7; Технического циркуляра №11/2006 от 12.10.2006 г. "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках" и другими нормативными документами.

Сопротивление растекания ЗУ в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

ЗУ состоит из вертикально расположенных электродов из круглой стали горячего оцинкования, диаметром 18мм, длиной 5 м, соединенных между собой стальной полосой горячего оцинкования 5х40 мм на глубине 0,7 м от поверхности земли в заземляющую сетку

Контур ЗУ располагается в пределах внешнего ограждения ПС.

Для надежной работы электрооборудования, устанавливаемого на ограждении ПС (охранная сигнализация, охранное освещение), обеспечения безопасности людей предусмотрен контур ЗУ на расстоянии 1 м за пределами ограждения на глубине 1 м и выполнен в виде многоугольника с тупыми углами. Внешний контур заземления присоединить к ЗУ ПС не менее чем в четырех точках.

Внешняя ограда ПС к заземляющему устройству не присоединяется. Горизонтальные заземлители, соединяющие части заземляющего устройства внутри ограждения и за ограждением прокладываются под ограждением на глубине не менее 0,5 м.

Заземление внешней ограды выполняется с помощью присоединения арматуры железобетонных фундаментов ограждения к стойкам ограждения на сварку.

На ПС "Майская" к заземляющей сетке при помощи заземляющих проводников присоединить приводы электрических аппаратов корпуса транс-

форматоров и других электроустановок и щитков.

Заземляющие проводники проложить на глубине 0,3 м.

Горловину маслосборника, емкости маслосборника присоединить к ЗУ не менее чем в двух местах. Пользоваться сваркой для стыковки.

Монтаж вертикальных электродов выполнить методом ввертывания, горизонтальные электроды проложить в траншее в слоemelко просеянной земли. Траншеи с заземлителями следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащий камней, щебня истроительного мусора. Засыпку производить с утрамбовкой.

В здании ЗРУ-10 кВ с ОПУ в соответствии с техническими требованиями заводом изготовителем выполнен внутренний контур заземления. К внутреннему контуру заземления присоединяются металлоконструкции под оборудование и все закладные элементы. Выводы внутреннего контура заземления модульного здания соединяются с внешним контуром заземления здания не менее чем в четырех местах. Вокруг здания ЗРУ-10 кВ с ОПУ на расстоянии 1 м от фундаментов, на глубине 0,7 м прокладывается горизонтальный заземлитель.

Заземление портала с молниеприемником, отдельностоящих молниеотводов выполнить по магистралям. Для предотвращения коррозии заземляющих устройств необходимо выполнить защитное покрытие.

План заземляющего устройства ПС "Майская" представлен в Приложении Б.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы над ВКР спроектирована электрическая часть ПС «Майская» 110/10кВ Углегорского района Сахалинской области с учетом применения современного высоковольтного оборудования.

В ходе выполнения работы дана характеристика объекта и питающей линии электропередачи. Произведен выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд в соответствии с электрическими нагрузками. Расчет токов короткого замыкания произведен с целью выбора высоковольтного оборудования электрической подстанции. На основании расчетных рабочих и максимальных токов, а также токов КЗ выбраны трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, высоковольтные выключатели и разъединители на высоком и низком напряжении. Для управления выключателями и разъединителями выбрана система оперативных токов подстанции. Для защиты от ненормальных и аварийных режимов работы высоковольтного оборудования, такого как силовые трансформаторы, произведен расчет различных видов релейной защиты. Спроектировано заземление подстанции.

Разработанные схемы электроподстанции могут быть использованы для проектирования и реконструкции ПС 110-220 кВ и низшим $U = 6-10$ кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 2006. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах : учеб. пособие / В. А. Андреев. – М. : Высш. шк., 2008. – 252 с.
3. Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1600УЗ[сайт]. – URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/tehnicheskie-harakteristiki-rossiyskih-vakuumnyh-vyklyuchateley-10-kv.html>(дата обращения 15.03.2024).
4. Выключатель ВРС-110 III-31,5/2500 УХЛ1 [сайт]. – URL: <https://dv-electro.ru/images/opros/vrs-110.pdf>(дата обращения 15.03.2024).
5. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
6. ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
7. ГОСТ Р 21.101-2020 Основные требования к проектной и рабочей документации.
8. ГОСТ Р 58698-2019 Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования»
9. Копьев, В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения : учеб. пособие / В. Н. Копьев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2009. – 153 с.
10. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 606 с.
11. Ограничитель перенапряжения ОПНП-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1[сайт]. – URL: <http://www.razrad.sp.ru/opn10.html>(дата обращения 15.03.2024).
12. Ограничитель перенапряжения ОПНП-П1-110/83/10/3 III УХЛ1[сайт]. – URL: <http://www.razrad.sp.ru/opn110.html>(дата обращения

15.03.2024).

13. Правила устройства электроустановок. – СПб.: ДЕАН, 2013. – 676 с.

14. Разъединитель РГНП.2-110/1000-40 УХЛ1[сайт]. – URL: http://www.zaokurs.ru/downloads/pdf/raz_proshl_pok.pdf (дата обращения 15.03.2024).

15. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

17. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

18. СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

20. СТО 569447007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

21. СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов.

22. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.

23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», Дата введения - 2007-12-20.

24. СТО 569447007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

25. Технический циркуляр №11/2006 от 12.10.2006 г. «О заземляющих

электродах и заземляющих проводниках».

26. Трансформатор напряжения ЗНОЛП.4-10 У2[сайт]. – URL: <http://www.ielectro.ru/gelem90938.html> (дата обращения 15.03.2024).

27. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1[сайт]. – URL: <http://www.ielectro.ru/gelem90931.html> (дата обращения 15.03.2024).

28. Трансформатор тока ТОГФ-110-II [сайт]. – URL: <http://www.tdtransformator.ru/catalog/izmeritelnye/toka/ot-110-kv/tfzm-110-tfzm-110-tfzm-500.htm>(дата обращения 15.03.2024).

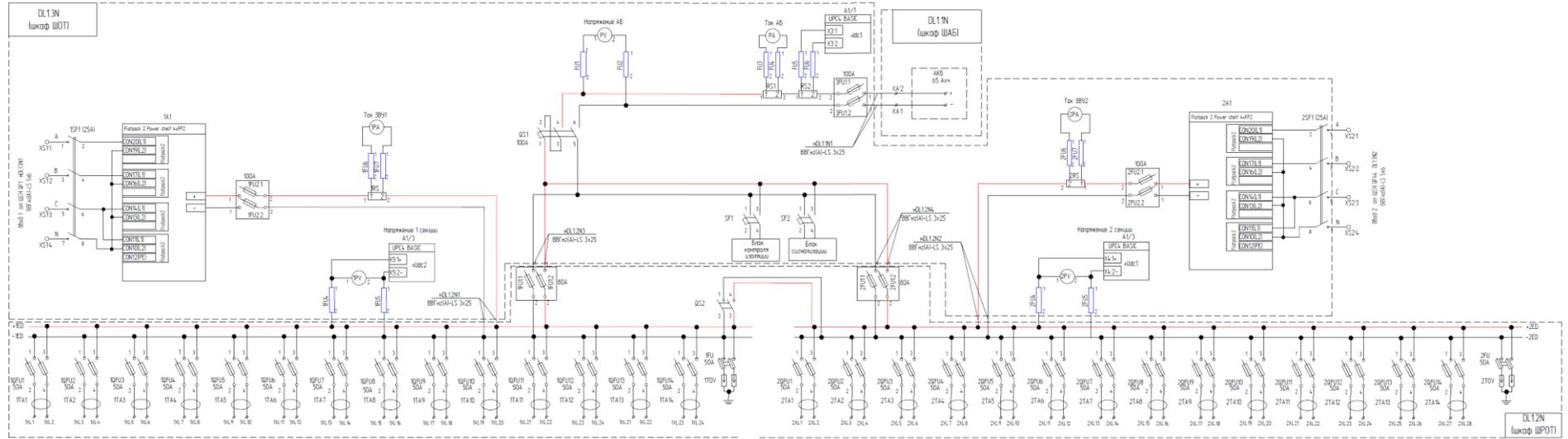
29. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия : ГОСТ 1983-2001. – Введ. 01.01.2003.

30. Трансформаторы тока. Общие технические условия : ГОСТ 7746-2001. – Введ. 01.01.2003.

31. Электрические станции и подстанции. Проектирование электрической части подстанции: метод. указания к выполнению курсового проектирования / сост. П. В. Валь ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2014. – 38 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема электрическая принципиальная шкафа ШОТ

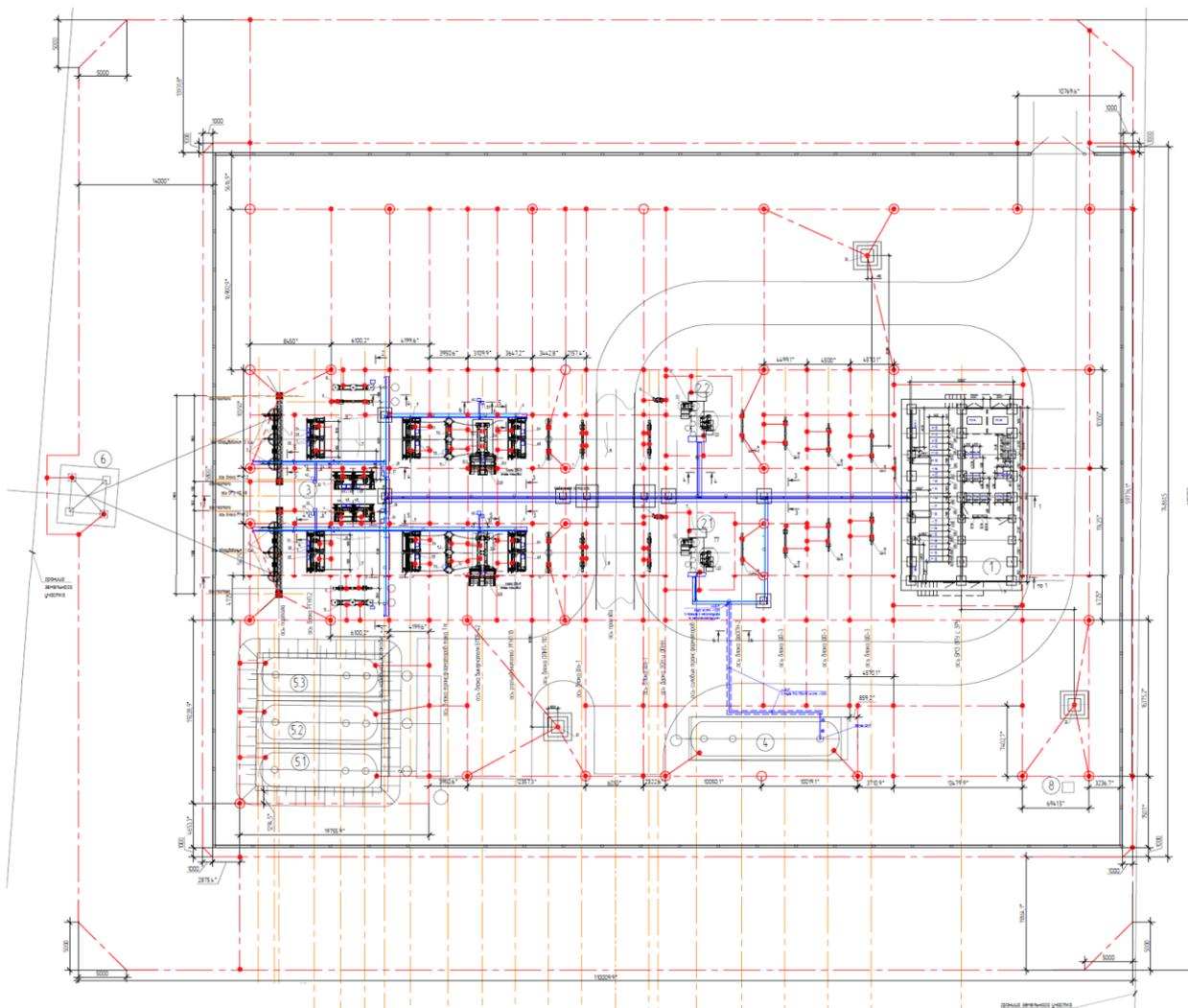


Разъединитель с предохранителем	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p
Номинальный ток предохранителя, А	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Характеристика отключения	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06
Отключающая способность, кА	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Марка и силовые проводники	к-011-кв2 ВВГнгА-LS 3х6		к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-011-кв1 ВВГнгА-LS 3х6
Наименование потребителя	Щиток 2 Р3-10 кВт Штепсельные розетки 1 шт. 0 14В -HCL-FC1	Резерв	Щиток DCN Лямпы энергосберегающие 2 шт. 0 14В -HCL-FC1	Щиток DCN Комплект энергосберегающих лампочек 0шт 1	Щиток DCN Комплект осветительных щитов 0шт 1									

EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p	EDF 14 2p
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06	06
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
к-012-кв2 ВВГнгА-LS 3х6		к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6	к-012-кв1 ВВГнгА-LS 3х6
Щиток 2 Р3-10 кВт Штепсельные розетки 2 шт. 0 14В -HCL-FC2	Резерв	Щиток DCN Лямпы энергосберегающие 2 шт. 0 14В -HCL-FC2	Щиток DCN Комплект энергосберегающих лампочек 0шт 2	Щиток DCN Комплект осветительных щитов 0шт 2										

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

План заземляющего устройства ПС "Майская"



Расчет заземления подстанции

Наименование	Ед. изм.	Кол.
Площадь, занимаемая контуром заземления	м ²	10990
Климатическая зона в районе ПС Майская - II		
Толщина слоя сезонных изменений	м	2,0
Длина вертикального электрода	м	5
Диаметр электрода (горизонтального и вертикального)	м	0,018
Число вертикальных электродов / Полная длина вертикальных электродов	м	34 / 170
Длина горизонтального электрода	м	2558
Глубина заложения горизонтального электрода	м	0,70
Расстояние (h) от поверхности земли до середины электрода	м	3,20
Удельное сопротивления верхнего слоя грунта (0,8 м)	Ом*м	124,6
Удельное сопротивления нижнего слоя грунта	Ом*м	115,8
Сопротивление заземлителя	Ом	0,487

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



А.С. Горопов

подпись

инициалы, фамилия

« 21 » 06 2024 г.

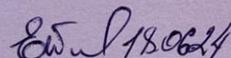
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Проектирование ПС «Майская» 110/10кВ Углегорский район Сахалинская
область
тема

Руководитель


подпись, дата

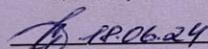
доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

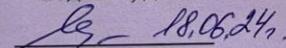
Выпускник


подпись, дата

А.А. Ситкин

инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия