

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП-1 ОАО «ТольяттиАзот»

|              |   |                        |
|--------------|---|------------------------|
| Студент      | <u>А.И. Лобчук</u><br>(И.О. Фамилия)    | _____ (личная подпись) |
| Руководитель | <u>А.Е. Бурмутаев</u><br>(И.О. Фамилия) | _____ (личная подпись) |
| Консультанты | _____ (И.О. Фамилия)                    | _____ (личная подпись) |
|              | _____ (И.О. Фамилия)                    | _____ (личная подпись) |

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_ (личная подпись)  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## Аннотация

Объектом проектирования выпускной квалификационной работы является главная понизительная подстанция (ГПП) №1 «Тольяттиазот» 110/6 кВ. Предметом проектирования выпускной квалификационной работы является электрическая часть ГПП №1.

В работе произведен расчет оборудования и выбор схемы электроснабжения.

Выпускная квалификационная работа содержит в себе следующие основные разделы:

- краткая характеристика объекта
- обоснование реконструкции;
- расчет нагрузок;
- расчет силовых трансформаторов с выбором числа, мощности, типа;
- выбор электрической схемы стороны 110 кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрического оборудования 110 кВ и 6 кВ;
- расчет релейной защиты;
- расчет заземления и молниезащиты

Выпускная квалификационная работа выполнена на 58с., включает 21 таблицу, 28 литературных источников, 10 рисунков.

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| Введение.....  | 4  |
| 1 Краткая характеристика, сведения о функциональном назначении объекта реконструкции выпускной квалификационной работы ..... | 5  |
| 2 Обоснование реконструкции ГПП №1 «Тольяттиазот» .....  | 6  |
| 3 Электрические нагрузки главной понизительной подстанции №1 110/6 кВ «Тольяттиазот».....                                    | 9  |
| 4 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов для установки на ГПП №1 «Тольяттиазот» .....                          | 9  |
| 5 Выбор электрической схемы подстанции .....   | 15 |
| 6 Расчет токов коротких замыканий .....  | 16 |
| 7 Выбор основного электрооборудования подстанции .....   | 23 |
| 8 Защиты, используемые на ГПП №1 «Тольяттиазот» и оперативный ток .....  | 41 |
| 9 Расчет заземления ГПП №1 «Тольяттиазот».....   | 45 |
| 10 Молниезащита ГПП №1 «Тольяттиазот».....   | 51 |
| Заключение.....  | 54 |
| Список использованных источников.....  | 55 |
| Приложение А.....  | 59 |
| Приложение Б.....  | 64 |
| Приложение В.....  | 66 |

## Введение

Современная главная понизительная подстанция – это высокотехнологичный автоматизированный комплекс, обеспечивающий электроснабжение потребителей. В рамках данной выпускной квалификационной работы это ГПП №1, которая снабжает электроэнергией предприятие химической промышленности «Тольяттиазот».

ГПП №1 «Тольяттиазот» была введена в эксплуатацию еще во времена СССР и не соответствует требованиям современных понизительных подстанций в плане автоматизации, надежности, экономичности. Выработавшее свой ресурс и уже давно устаревшее оборудование не позволяет ГПП №1 даже приблизиться к современным требованиям надежности, технологичности и экономичности.

Данный вопрос сейчас особенно актуален из-за увеличения потребляемых мощностей предприятиями, и усложнения оборудования и технологического процесса, что просто не допускает даже небольшой перерыв в электроснабжении, т.к. это может привести к экономическим потерям, а в некоторых случаях и к угрозе жизни людей.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение надежности и экономичности работы ГПП №1.

Согласно выдвинутой цели были поставлены следующие основные задачи:

- анализ состояния ГПП №1, выявление конкретных проблем;
- обоснование и выбор новой схемы электроснабжения ОРУ – 110 кВ;
- расчет и выбор основного оборудования ГПП №1;
- расчет релейной защиты;
- расчет заземления и молниезащиты.

## **1 Краткая характеристика, сведения о функциональном назначении объекта реконструкции выпускной квалификационной работы**

Главная понизительная подстанция №1 «Тольяттиазот» расположена по адресу: Самарская обл., г. Тольятти, Поволжское шоссе 32 (Приложение А)

ГПП №1 «Тольяттиазот» введена в эксплуатацию в 1971г.

Общая площадь земельного участка, занимаемого ГПП №1 – 3840м<sup>2</sup> (48х80м).

Конструктивное исполнение ГПП №1: ОРУ-110 кВ, ЗРУ-6 кВ.

Распределительные устройства выполнены по следующим схемам: ОРУ-110 кВ - №110-1 - блок линия-трансформатор; ЗРУ-6 кВ - №10(1) - четыре секционированные выключателем системы шин.

Согласно СНиП 23-01-99 [14] климатический район, в котором расположена ГПП №1, обладает следующими характеристиками:

- количество грозových часов в году – от 60 до 80 часов;
- степень загрязнения атмосферы – 3;
- район по гололеду – IV;
- расчетная зимняя температура - 30°С;
- давление ветра – III, 650 Па.

Нагрузку ГПП №1 «Тольяттиазот» составляют потребители преимущественно 1 категории электроснабжения, также есть потребители 2 и 3 категории.

Основное оборудование, установленное на ГПП №1, представлено в Приложении А.

## **2 Обоснование реконструкции ГПП №1 «Тольяттиазот»**

Как уже было сказано в пункте 1, ГПП №1 «Тольяттиазот» введена в эксплуатацию в 1971г. Подстанция непрерывно снабжает электроэнергией предприятие химической промышленности «Тольяттиазот» на протяжении 45-ти лет.

За данный период времени оборудование подстанции устарело морально и физически, т.е. уже введены новые образцы оборудования, которые более совершенны и обладают рядом преимуществ. Примером такого оборудования может служить разрядник РВС-110 кВ или РВО-6 кВ, а также бетонный реактор РБДГ и другое оборудование, указанное в таблице 1.1, пункта 1 выпускной квалификационной работы (ВКР). Современные аналоги оборудования обладают меньшими габаритами и имеют улучшенные технические характеристики. В частности для реакторов это установка их внутри помещения на вводы, в ячейки ЗРУ-6 кВ, где ранее требовалась установка реакторов на каждой отходящей линии, а сейчас хватает вводных, которые свободно располагаются внутри помещения. Трансформаторы тока и напряжения, применяемые в настоящее время, имеют лучшие классы точности и большее количество вторичных обмоток по сравнению с установленным на ГПП №1.

Ячейки ЗРУ-6 кВ – КРУ-2-6 также обладают рядом недостатков. Маломасляный выключатель ВМПЭ-10, как видно из названия, содержит хоть и небольшое количество, но масло, что делает нежелательным, а иногда и вовсе невозможным, применение такого оборудования при реконструкции старых и вводе в эксплуатацию новых объектов, из-за строгих условий пожаробезопасности. а также в связи с устареванием - худшая коммутационная способность. Существующие современные аналоги, к примеру, вакуумные выключатели, обладают намного большей коммутационной способностью (отключаемые токи) и износостойкостью. Также одним из недостатков данных ячеек является релейная защита, выполненная на основе механических реле,

которые уступают современным аналогам, выполненным на микропроцессорной основе, в быстродействии, количестве настраиваемых параметров и селективности действия.

Схема ГПП №1 со стороны 110 кВ требует реконструкции, т.к. на подстанцию осуществляется глухой ввод кабельных линий, без резервирования (АВР). Из-за этого надежность электроснабжения находится на низком уровне. Растущая сложность оборудования и технологических процессов требует непрерывного электроснабжения. Поэтому схема требует модернизации (АВР в данном случае).

В стесненных условиях работы, в которых находится ГПП №1, раньше, возможно, было сложно разместить оборудование ОРУ-110 кВ для организации АВР из-за недостаточного совершенства и больших габаритных размеров оборудования, в современных условиях это проблемой не является, и блочные элегазовые распределительные устройства являются одним из решений данного вопроса [7, 8, 9, 10, 11].

Главной причиной предприятия всех действий при реконструкции – это замена устаревшего трансформатора ТРДЦНК-80000, основные недостатки которого описаны в пункте 4 ВКР, но если вкратце, то это – долгий срок эксплуатации, выработка ресурса и износ изоляции, а также несоответствие современным требованиям, в частности возможностью обвязки различными системами, контролирующими состояние трансформатора. Новый трансформатор позволит удовлетворить все требуемые нагрузки и позволит ГПП №1 снабжать электроэнергией растущие мощности предприятия «Тольяттиазот».

### **3 Электрические нагрузки главной понизительной подстанции №1 «Тольяттиазот»**

Главная понизительная подстанция №1 Тольяттиазот является тупиковой подстанцией. ГПП №1 получает питание от двух подстанций: ПС 500/220/110/10 кВ Азот по воздушной линии (ВЛ) 110 кВ «ТоАЗ-6» и ПС Васильевская 220/110/10 кВ по ВЛ-110 кВ «ТоАЗ-2».

Из-за стесненных условий, а также из-за содержания в воздухе веществ, ухудшающих работу изоляции, разрушающих изоляцию, по территории завода ВЛ-110 кВ не проходит, на переходном пункте ВЛ-110 переходит в маслонаполненный кабель МнАШВУ сечением  $185 \text{ мм}^2$ , который проходит под землей до ГПП №1. «Тольяттиазот» - предприятие химической промышленности, основными потребителями электрической энергии на заводе являются [25]: производство аммиака, состоящее из 7-ми агрегатов; производство карбамида, состоящее из 2-х агрегатов; производство карбамидоформальдегидных концентратов; производство углекислоты; производство метанола. «Тольяттиазот» обладает значительными производственными мощностями, которые требуют надежное, бесперебойное электроснабжение. На ГПП №1 «Тольяттиазот» установлены 2 трансформатора типа ТРДЦНК-80000/110. Максимальная нагрузка на 2 трансформатора составляет  $S_{\text{maxПС}} = 60032,7 \text{ кВА}$ . Годовой график нагрузки ГПП №1 представлен в Приложении А. Отношение фактической нагрузки трансформатора к номинальной мощности  $S / S_{\text{ном}}$ , или коэффициент загрузки [2], трансформаторов на данный момент не превышает 0,375.

Однако, с учетом перспективы увеличения нагрузки в течение следующих 10-ти лет в 1,8 раза (перспективный график нагрузки представлен на рисунке А.3 приложение А) и обеспечения работы в условиях выхода из строя одного из трансформаторов (полная нагрузка ГПП переходит на один из трансформаторов) допустимо будет оставить прежнюю мощность трансформаторов. Вышеизложенное будет подтверждено расчетом в пункте 4.3.

#### **4 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов для установки на ГПП №1 «Тольяттиазот»**

Как уже было сказано в пункте 2 выпускной квалификационной работы, на ГПП №1 «Тольяттиазот» установлены 2 трансформатора типа ТРДЦНК-80000/110.

Трансформаторы введены в эксплуатацию в 1971г. Срок службы трансформаторов, по паспорту, составляет 25-30 лет. На сегодняшний день срок эксплуатации трансформаторов составляет 45 лет.

Основные причины, по которым требуется замена трансформаторов на новые:

- выработка ресурса трансформаторов, или устаревание, как физическое, так и моральное (т.е. выход более новых модернизированных трансформаторов);

- износ изоляции (деградация) трансформаторов, что приводит к частичным разрядам, повреждениям в виде коротких замыканий, снижению нагрузочной способности и повышенному, в последствие, по отношению к нормальному, износу изоляции;

- наличие влаги, примесей, различных газов в изоляции и масле;

- износ устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), обгорание контактов контактора.

##### **4.1 Выбор типа силового трансформатора**

ГПП №1 «Тольяттиазот» осуществляет питание различных производств и через нее протекают значительные мощности, что является причиной больших токов короткого замыкания. Поэтому для ограничения токов короткого замыкания и осуществления питания потребителей от различных секций шин ЗРУ-6 кВ (обеспечение разделение нагрузок и надежности), выбираем тип трансформатора ТРДН.

Тип трансформатора, по факту, меняется только в отношении высоковольтных вводов, т.к. буква «К» трансформатора ТРДНК расшифровывается как кабельный. Кабельный ввод планируется заменить.

Согласно таблице 1,2 [3] для трансформаторов мощностью от 40000 до 200000 кВА одинаково возможны к реализации системы охлаждения Д, ДЦ, Ц. Учитывая перспективный коэффициент загрузки 0,675 и современные разработки в трансформаторостроении, для ГПП №1 «Тольяттиазот» будет достаточна система охлаждения Д, что также выгодно и с экономической точки зрения.

#### **4.2 Выбор количества и расчет мощности трансформатора объекта проектирования**

Существующая схема распределительного устройства 110 кВ ГПП №1 уже предусматривает установку 2-ух трансформаторов. Нецелесообразно уменьшать количество трансформаторов на ГПП №1 (т.к. на ГПП присутствуют потребители преимущественно 1-ой категории электроснабжения), но и не требуется увеличения количества, т.к. согласно [НТП ПС 35-750] установка более 2-х трансформаторов не рекомендована и экономически не выгодна, и требует аргументированное обоснование.

Мощность трансформаторов рассчитывается и выбирается исходя из множества факторов:

- расчетной нагрузки на данный момент и перспективной (с учетом роста нагрузок);
- удельной плотности нагрузок;
- перетоков требуемой мощности к нагрузке в нормальном режиме и в аварийном режиме;
- минимальных приведенных затрат.

Т.к. основные потребители электроэнергии на предприятии «Тольяттиазот» являются потребителями с 1 категорией электроснабжения, то

мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо выбирать исходя из условий перегрузки трансформатора (допустимой, согласно ГОСТ 14209-85) в аварийном режиме. Расчетная формула представлена далее:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{max пс}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}} (n - 1)} \quad (4.2.1)$$

где  $k_{1-2}$  – коэффициент, определяющий участие потребителей 1-ой категории электроснабжения в нагрузке (для ГПП №1 «Гольяттиазот» принимаем 0,9) [6];

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент учитывающий работу одного из трансформаторов на полную мощность ГПП, принимаем равным 1,4;

$n$  – количество трансформаторов, работающих на ГПП параллельно, которое равно, соответственно, 2-ум;

$S_{\text{max пс}} = 108059,1336$  кВА – нагрузка ПС с учетом перспективы ее роста.

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{108059,1336 \cdot 0,9}{1,4(2 - 1)} = 69466,59 \text{ кВА}$$

Согласно рекомендации, указанным в [6], для рассмотрения необходимо принять два трансформатора большей мощности, однако, на данный момент, промышленностью не выпускаются трансформаторы с расщепленными обмотками на номинальную мощность 100 МВА [5]. Поэтому принимаются к рассмотрению ТРДН-80 МВА и следующий по мощности трансформатор ТРДЦН-125 МВА.

Критериями выбора номинальной мощности трансформатора является, во первых, перспективное увеличение мощностей, во вторых, что является следствием первого, увеличении нагрузки, которая может превысить номинальную мощность трансформатора, что отрицательно скажется на самом трансформаторе, т.к. трансформаторы очень чувствительны к перегрузкам, особенно систематическим. Такие систематические перегрузки, которые не

укладываются в пределы, указанные в [13] приводят к увеличению плотности потока рассеяния, увеличению объема электрически напряженной изоляции, повышенному нагреву и выходу из строя [3].

### 4.3 Технико-экономический расчет номинальной мощности и сравнение трансформаторов для установки на ГПП №1 «Тольяттиазот»

Перед началом расчетов приведем их паспортные данные в приложении А (таблица А.2). Для расчета и сравнения необходимо рассчитать потери электроэнергии и приведенные затраты. Сначала рассчитываются потери, по формуле, представленной далее:

$$\Delta W_{\text{подст}} = \sum n_j \cdot P'_{xx} \cdot T_j + \sum_{t=1}^k (1/n \cdot P'_{k.vys} \cdot k_{3.vysj}^2 \cdot T_j + 1/n \cdot P'_{k.niz1} \cdot k_{3.niz1j}^2 \cdot T_j + 1/n \cdot P'_{k.niz2} \cdot k_{3.niz2j}^2 \cdot T_j) \quad (4.3.1)$$

где  $P'_{xx} = \Delta P_{x.x} + k_{ип} \cdot Q_{x.x}$  – потери активной мощности трансформатора, приведенные, кВт;

$k_{ип} = 0,075$  кВт/квар – коэффициент изменения потерь, зависящий от расстояния до источника питания и определяемый по [6];

$Q_{x.x} = (I_{x.x}/100) \cdot S_{ном.ТР}$  – потери мощности трансформатора реактивные в режиме холостого хода, квар;

$k_{3.vys}, k_{3.niz1}, k_{3.niz2} = S_j / S_{ном.ТР}$  ( $S_j$  – мощность соответствующей обмотки) – коэффициенты загрузки обмоток различных напряжений трансформатора;

$P'_{k.vys}, P'_{k.niz1}, P'_{k.niz2} = P_{k.j} + k_{ип} \cdot Q_{k.j}$  – приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующей обмотки;

$P_{k.j}$  – потери активной мощности КЗ соответствующей обмотки, причем для трансформатора с расщепленной по низкой стороне обмоткой  $P_{k.vys} = 0$ ;  $P_{k.niz1} = P_{k.niz2} = 2 \cdot \Delta P_k$ ;

$Q_{k.vys}, Q_{k.niz1}, Q_{k.niz2} = (U_{k,j}/100) \cdot S_{ном.тр}$ , причем для трансформатора с расщепленной по низкой стороне обмоткой  $U_{k.vys} = 0,125 \cdot u_k$ ;  $U_{k.niz1} = U_{k.niz2} = 1,75 \cdot u_k$ ;

$n_j$  – число трансформаторов, находящихся в работе на  $j$ -ой ступени годового графика, которое соответствует экономической нагрузке трансформатора  $S_{экон.подст}$ ;

$$S_{экон.подст} = S_{ном.тр} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_{k.vys}}} \quad - \quad \text{экономическая нагрузка}$$

трансформаторов на ГПП;

$T_j$  – продолжительность нахождения нагрузки на  $j$ -ой ступени графика нагрузки трансформатора.

Нагрузка протекает по расщепленным обмоткам трансформаторов в соотношении 50/50.

Мощность обмотки высокого напряжения берется из годового графика нагрузки ГПП №1, изображенного на рисунке 3.2.

Расчет параметров, необходимых для расчета потерь электроэнергии, представлен в таблице А.3 (Приложение А).

Расчет потерь электроэнергии для наглядности целесообразно также представить в виде таблицы, расчет производился по формуле (4.3.1), по параметрам, рассчитанным в таблице 4.3.2. Расчет представлен в таблице А.4 и таблице А.5 для ТРДН-80000 кВА и ТРДЦН-125000 кВА соответственно.

Потери электроэнергии в трансформаторах различных мощностей отличаются достаточно мало, поэтому можно сделать предварительный вывод о нецелесообразности установки трансформатора большей мощности, т.к. эффект незначителен.

После расчета потерь электроэнергии необходимо окончательно выбрать трансформатор по экономической целесообразности. Экономическая целесообразность определяется методом приведенных затрат и рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{привед}} = E_{\text{норм.диск}} \cdot K + I_{\text{изд}} = E_{\text{норм.диск}} \cdot K + I_{\text{отчисл}} + I_{\text{пот.ЭЭ}} \quad (4.3.2)$$

где  $K$  – стоимость трансформатора, руб;

$E_{\text{норм.диск}} = 0,25$  – коэффициент дисконтирования нормативный (срока окупаемости вложений);

$I_{\text{пот.ЭЭ}} = \Delta W_{\text{podst}} \cdot C_{\text{Э}}$  - стоимость годовых потерь ЭЭ в трансформаторе, руб.;

$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_{\text{М}}} + \beta$  - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии;

$\alpha = 3,85$  [1];

$\beta = 0,18$  [2];

$T_{\text{М}} = 6300$  [2]

$I_{\text{отчисл}} = 0,094 \cdot K$  [6] – годовые отчисления, руб.

Расчет параметров, необходимых для расчета приведенных затрат, а также расчет приведенных затрат по формуле (4.3.2) представлен в таблице 4.3.5.

Таблица 4.3.5 – Расчет приведенных затрат

| Параметр   | ТРДН-80000 | ТРДЦН-125000 |
|--|------------|--------------|
| $K$ , руб  | 50 000 000 | 100 000 000  |
| $E_{\text{норм.диск}}$                           | 0,25       | 0,25         |
| $C_{\text{Э}}$                                   | 0,187      | 0,187        |
| $I_{\text{пот.ЭЭ}}$ , руб                        | 459577     | 434118       |
| $I_{\text{отчисл}}$ , руб                        | 4 700 000  | 9 400 000    |
| Приведенные затраты<br>$Z_{\text{привед}}$ , руб | 17 659 577 | 34 834 118   |

Согласно расчетам потерь электроэнергии и приведенных затрат, представленных в таблицах 3, 4, 5, рациональная номинальная мощность трансформаторов ГПП №1 составляет 80 МВА.

## 5 Выбор электрической схемы подстанции

Схема существующей ГПП №1 имеет глухой ввод со стороны 110 кВ без мостика с выключателем и перемычки. Для повышения надежности выбрана схема с мостиком с выключателем на стороне 110 кВ. Номер схема 5АН [18].

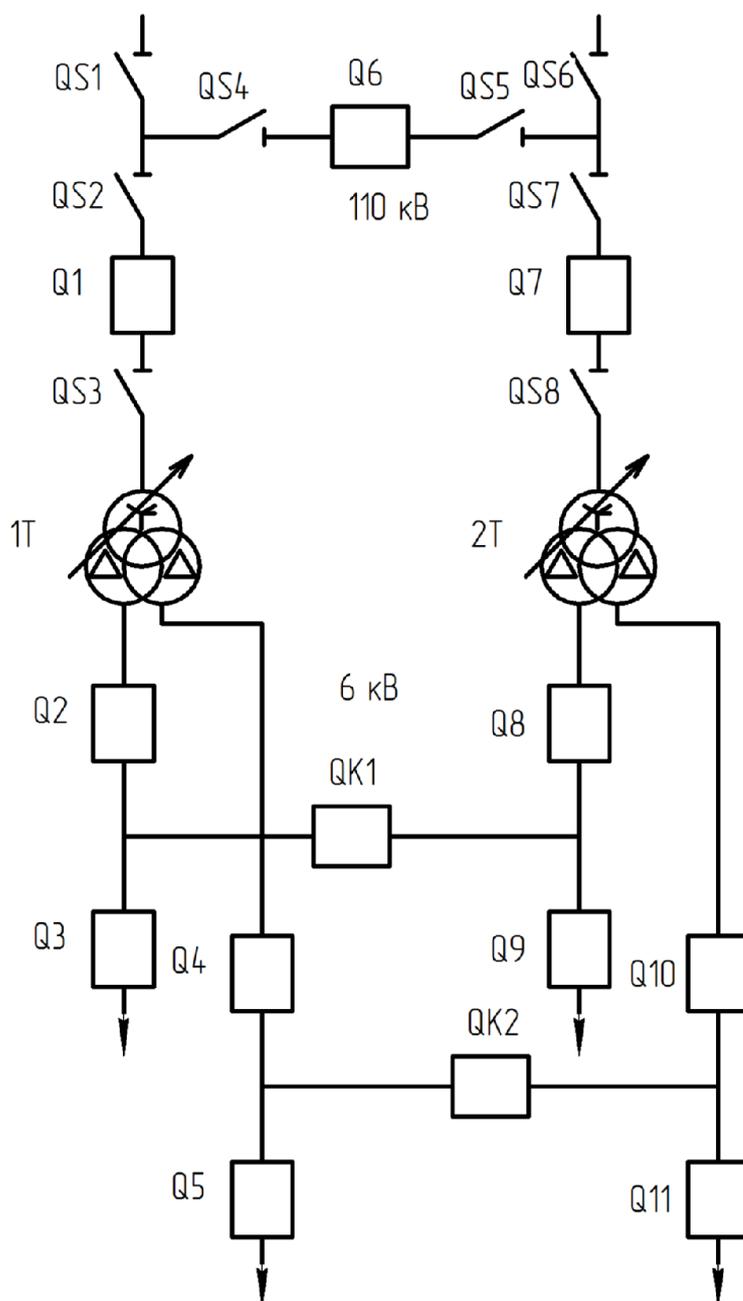


Рисунок 5.1 – Упрощенная принципиальная схема подстанции

## 6 Расчет токов коротких замыканий

### 6.1 Выбор расчетных точек для определения токов коротких замыканий

Согласно нормам проектирования подстанций, на стороне 6, 10, 35 кВ необходимо обеспечить параллельную работу трансформаторов [17], поэтому расчетные схемы представлены таким образом, что секционный выключатель 6 кВ отключен. Трансформаторы 1Т и 2Т работают отдельно и запитываются от разных источников. Питание трансформатора 1Т обеспечивается от ячейки 110 кВ №8 переключательного пункта 110 кВ (ПП-110 кВ) посредством кабельной линии 110 кВ ТоА3-6 протяженностью  $L=2,5$  км. В ячейку №8 ПП-110 кВ приходит питание от ячейки 110 кВ №8 подстанции 500/220/110/10 кВ "Азот" посредством воздушной линии 110 кВ ТоА3-6, выполненной проводом АС-240, протяженностью 18,5 км. Питание трансформатора 2Т обеспечивается от ячейки 110 кВ №1 ПП-110 кВ посредством кабельной линии 110 кВ ТоА3-2 протяженностью  $L=3,5$  км. Питание ячейки №1 ПП-110 кВ осуществляется от ячейки 110 кВ №3 подстанции 220/110/10 кВ "Васильевская" посредством воздушной линии 110 кВ ТоА3-2, выполненной проводом АС-240, протяженностью 3,2 км. Расчетная схема с точками коротких замыканий представлена на рисунке 6.1.1.

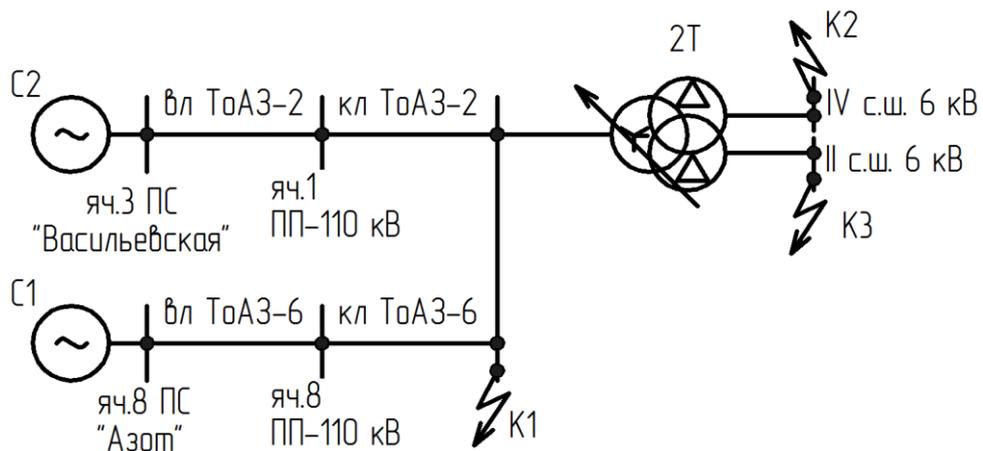


Рисунок 6.1.1 - Расчетная схема точек коротких замыкания ячейки 1Т

Для расчета выбран наиболее тяжелый режим, когда сопротивление схемы минимально, то есть один из трансформаторов выведен в ремонт (1Т), второй работает (1Т). Перемычка 110 кВ включена, питание происходит от двух источников. Шины 110 кВ подстанций "Азот" и "Васильевская" обозначены как источники с неизменным напряжением (системы).

## 6.2 Расчет токов коротких замыкания в ячейках 1Т и 2Т

При расчетах использовалась методика, представленная в [15]. Так как расчетные схемы имеют напряжения выше 1 кВ, расчет производился в системе относительных единиц. Сопротивления элементов приведены к базисной ступени напряжения  $U_6$ , кВА, (аварийной), которая зависит от места точки короткого замыкания. Базисная мощность равна  $S_6=1000$  МВА. Схема замещения для расчетов токов симметричных коротких замыканий в точках К1 и К2 представлена на рисунке 6.2.1. Токи коротких замыканий в точках К2 и К3 равны, поэтому ведется расчет токов для точек К1, К3.

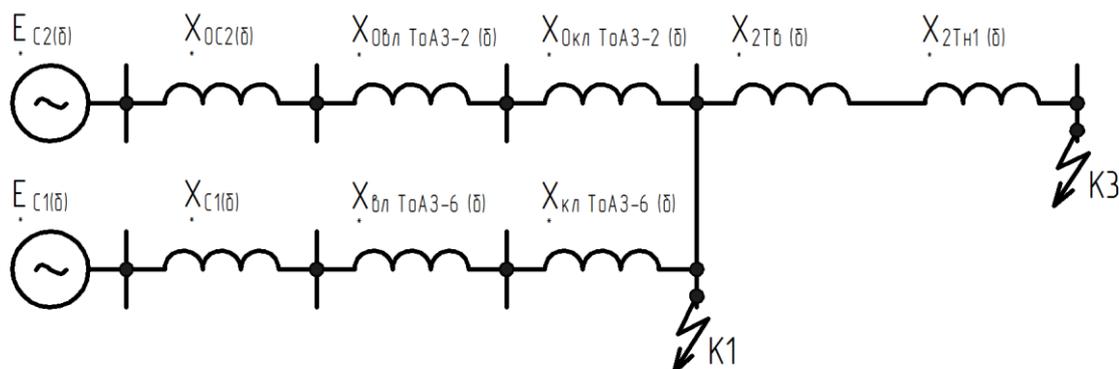


Рисунок 6.2.1 - Схема замещения для расчетов токов коротких замыкания в точках К1 и К2

Сопротивления системы  $X_{*c(\delta)}$ , воздушной линии и кабельной линии  $X_{*л(\delta)}$ , обмотки высокого напряжения трансформатора  $X_{*Тв(\delta)}$ , обмотки низкого напряжения трансформатора  $X_{*Тн(\delta)}$ , суммарное сопротивление схемы

(результатирующее)  $X_{*\Sigma(б)}$ , эквивалентная ЭДС  $E_{*C(б)}$  рассчитаны по соответствующим формулам:

$$X_{*C(б)} = \frac{S_б}{S_к}; \quad (6.2.1)$$

где  $S_к = 4980$  МВА - полная мощность короткого замыкания на шинах системы (шинах 110 кВ подстанции 500/220/110/10 кВ "Азот")

$$X_{*Л(б)} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{\text{сред. ном}}^2}; \quad (6.2.2)$$

где  $X_0$  - погонное реактивное сопротивление линии, для воздушной линии 110 кВ, выполненной проводом АС-240  $X_{0\text{ АС-240}} = 0,405$  Ом/км; для кабельной линии 110 кВ  $X_{0\text{ кл 110 кВ}} = 0,14$  Ом/км;

$U_{\text{сред. ном}}$  - среднее номинальное напряжение воздушной, кабельной линии, кВ.

$$X_{*Тв(б)} = \frac{0,125 \cdot u_{\text{кВ-Н}}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{\text{ном Т}}}; \quad (6.2.3)$$

где  $u_{\text{кВ-Н}} = 10,5\%$  - относительное напряжение, полученное в опыте короткого замыкания обмоток высокого и среднего напряжения трансформатора;

$S_{\text{ном Т}} = 80$  МВА - номинальная мощность.

$$X_{*Тн1(б)} = \frac{1,75 \cdot u_{\text{кВ-Н}}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{\text{ном Т}}}; \quad (6.2.4)$$

$$X_{*\Sigma К1(б)} = \frac{X_{*C1(б)} + X_{*ВЛ\text{ТоА3-6}(б)} + X_{*КЛ\text{ТоА3-6}(б)} + X_{*C2(б)} + X_{*ВЛ\text{ТоА3-2}(б)} + X_{*КЛ\text{ТоА3-2}(б)}}{X_{*C1(б)} + X_{*ВЛ\text{ТоА3-6}(б)} + X_{*КЛ\text{ТоА3-6}(б)} + X_{*C2(б)} + X_{*ВЛ\text{ТоА3-2}(б)} + X_{*КЛ\text{ТоА3-2}(б)}}; \quad (6.2.5)$$

$$X_{*\Sigma К3(б)} = X_{*\Sigma К1(б)} + X_{*2Тв(б)} + X_{*2Тн1(б)}; \quad (6.2.6)$$

$$E_{*C(6)} = E_{*C1(6)} \cdot K_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)} + E_{*C2(6)} \cdot K_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C1(6)} + X_{*ВЛТоА3-6(6)} + X_{*КЛТоА3-6(6)} + X_{*C2(6)} + X_{*ВЛТоА3-2(6)} + X_{*КЛТоА3-2(6)} \quad (6.2.7)$$

$$X_{*C1(6)} = X_{*C2(6)} = \frac{1000}{4980} = 0,201;$$

$$X_{*ВЛТоА3-6(6)} = 0,405 \cdot 18,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,567;$$

$$X_{*КЛТоА3-6(6)} = 0,195 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,037;$$

$$X_{*ВЛТоА3-2(6)} = 0,405 \cdot 3,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,098;$$

$$X_{*КЛТоА3-2(6)} = 0,195 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,037;$$

$$X_{*ITB(6)} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,164;$$

$$X_{*ITN1(6)} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 2,297;$$

$$X_{*\Sigma K1(6)} = \frac{(0,201 + 0,567 + 0,37) \cdot (0,201 + 0,098 + 0,037)}{0,201 + 0,567 + 0,37 + 0,201 + 0,098 + 0,037} = 0,237;$$

$$X_{*\Sigma K3(6)} = 0,237 + 0,164 + 2,297 = 2,698;$$

$$E_{*C(6)} = \frac{1 \cdot (0,201 + 0,098 + 0,037) + 1 \cdot (0,201 + 0,567 + 0,37)}{0,201 + 0,567 + 0,37 + 0,201 + 0,098 + 0,037} = 1.$$

Модуль трехфазного короткого замыкания (модуль периодической слагающей тока короткого замыкания)  $I_K$ , кА, в точках К1 и К2 рассчитан по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma(6)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сред. ном}}}; \quad (6.2.8)$$

$$I_{кК1}^{(3)} = \frac{1}{0,237} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 21,2 \text{ кА};$$

$$I_{кК3}^{(3)} = \frac{1}{2,698} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 33,97 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент  $k_{уд}$  в точках короткого замыкания К1 и К2 рассчитан по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (6.2.9)$$

где  $T_a$  - постоянная времени при коротком замыкании, для точки К1  $T_{аК1}=0,02$  с, для точки К2  $T_{аК3}=0,06$  с.

$$k_{удК1} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 1,607;$$

$$k_{удК3} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,06}} = 1,846.$$

Ударный ток К1  $i_{уд}$ , кА, в точках К1, К3 определен по формуле:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (6.2.10)$$

$$i_{удК1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 21,2 \cdot 1,607 = 48,165 \text{ кА};$$

$$i_{удК3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 33,97 \cdot 1,846 = 88,707 \text{ кА}.$$

Произведен расчет токов несимметричных коротких замыканий (однофазных, двухфазных, двухфазных на землю) в точке К1. Для расчета токов КЗ построены схемы замещения обратной (рисунок Б.1, Приложение Б) и нулевой (рисунок Б.2, Приложение Б) последовательностей. Суммарное сопротивление обратной последовательности равно  $X_{*2\Sigma K1(6)} = X_{*\Sigma K1(6)} = 0,237$ .

Сопrotивление системы нулевой последовательности равно  $X_{*0C(6)} = X_{*C1(6)} = X_{*C2(6)} = 0,201$ . Сопrotивление нулевой последовательности воздушных и кабельных линий  $X_{*0Л(6)}$ , трансформатора  $X_{*0Т(6)}$ , результирующее сопротивление нулевой последовательности  $X_{*0\Sigma K1(6)}$  рассчитаны по соответствующим формулам:

$$X_{*0ВЛ(6)} = 4,7 \cdot X_{*ВЛ(6)}; \quad (6.2.11)$$

$$X_{*0КЛ(6)} = 4 \cdot X_{*КЛ(6)}; \quad (6.2.12)$$

$$X_{*0Т(6)} = X_{*Тв(6)} + \frac{X_{*Тн(6)}}{2}; \quad (6.2.13)$$

$$X_{*0\Sigma K1(6)} = 1 / \left( \frac{1}{X_{*0C(6)} + X_{*0ВЛТoA3-6(6)} + X_{*0КЛТoA3-6(6)}} + \frac{1}{X_{*0C(6)} + X_{*0ВЛТoA3-2(6)} + X_{*0КЛТoA3-2(6)}} + \frac{1}{X_{*0Т(6)}} \right); \quad (6.2.14)$$

$$X_{*0ВЛТoA3-6(6)} = 4,7 \cdot 0,567 = 2,663;$$

$$X_{*0КЛТoA3-6(6)} = 4 \cdot 0,037 = 0,147;$$

$$X_{*0ВЛТoA3-2(6)} = 4,7 \cdot 0,567 = 0,461;$$

$$X_{*0КЛТoA3-2(6)} = 4 \cdot 0,037 = 0,147;$$

$$X_{*0Т(6)} = 0,164 + \frac{2,297}{2} = 1,313;$$

$$X_{*0\Sigma K1(6)} = \frac{1}{\frac{1}{0,201 + 2,663 + 0,147} + \frac{1}{0,201 + 0,461 + 0,147} + \frac{1}{1,313}} = 0,429.$$

Дополнительные реактансы при несимметричных коротких замыканиях для точки рассчитаны по соответствующим формулам:

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(1)} = X_{*2\Sigma K(6)} + X_{*0\Sigma K(6)}; \quad (6.2.15)$$

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(2)} = X_{*2\Sigma K(6)}; \quad (6.2.16)$$

$$\Delta X_{*\Sigma K(6)}^{(1.1)} = \frac{X_{*2\Sigma K(6)} \cdot X_{*0\Sigma K(6)}}{X_{*2\Sigma K1(6)} + X_{*0\Sigma K(6)}}; \quad (6.2.17)$$

Коэффициенты  $m^{(n)}$ , рассчитаны по соответствующим формулам:

$$m_{K1}^{(1)} = 3; \quad (6.2.18)$$

$$m_{K1}^{(2)} = \sqrt{3}; \quad (6.2.19)$$

$$m_{K1}^{(1.1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_{*2\Sigma(6)}'' \cdot X_{*0\Sigma(6)}''}{X_{*2\Sigma(6)}'' + X_{*0\Sigma(6)}''}}; \quad (6.2.20)$$

Несимметричные токи  $I_K^{(n)}$ , кА, определены по формуле:

$$I_K^{(n)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*\Sigma(6)} + \Delta X_{*\Sigma(6)}^{(n)}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot m^{(n)}; \quad (6.2.21)$$

Ударные несимметричные токи  $i_{уд}^{(n)}$ , кА, определены по формуле:

$$i_{уд}^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(n)} \cdot \kappa_{уд}. \quad (6.2.22)$$

Результаты расчетов в точках К1 и К2 сведены в таблицу Б.1 (Приложение Б). При расчете несимметричных токов коротких замыкания в точке К2 сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению для расчета трехфазного короткого замыкания. Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности.

## **7 Выбор основного электрооборудования подстанции**

### **7.1 Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией**

Так как подстанция первоначально имеет глухой ввод со стороны высокого напряжения 110 кВ, место под строительство подстанции ограничено и не позволяет размещать открытое распределительное устройство 110 кВ. Предприятие относится к химической промышленности, поэтому не рекомендуется сооружать открытые распределительные устройства. Однако необходимо реализовать автоматическое включение резерва на стороне высокого напряжения подстанции для повышения надежности. Единственный выход - установка комплектного распределительного с элегазовой изоляцией (КРУЭ 110 кВ) в закрытом помещении.

Выбрано КРУЭ 110 кВ производства компании HYUNDAI [20]. Выбрана импортная компания, несмотря на то, что существуют отечественные производители элегазового оборудования. Данная компания имеет большой опыт в производстве КРУЭ 110 кВ, опережает отечественных производителей по качеству элегазового оборудования. Тип КРУЭ - 145 SP-1. Основные параметры представлены в таблице В.1 (Приложение В). КРУЭ 110 кВ состоит из следующих модулей: выключателя, разъединителя, трансформатора тока, трансформатора напряжения, ошиновки, кабельного ввода.

#### **7.1.1 Проверка модулей выключателей 110 кВ КРУЭ 145 SP-1**

Выбор всего оборудования и его проверка произведены согласно [12].

Модуль высоковольтного выключателя 110 кВ проверен по наиболее тяжелому режиму короткого замыкания. Параметры по току и напряжению для модуля выключателя представлены в таблице 7.1.1. Собственное время отключения  $t_{\text{соб}}=0,039$  с. Полное время отключения (время полного гашения дуги между контактами)  $t_{\text{пол.откл}}=0,053$  с. Время, за которое сработает релейная

защита принято  $t_{\text{рел. защ}} = 0,01$  с. Произведена проверка модулей выключателей ячеек трансформаторов и секционных выключателей 110 кВ на соответствие параметрам сети. Ток режима при распределении нагрузки между двумя силовыми трансформаторами  $I_{\text{норм реж}}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{норм реж}} = \frac{S_{\text{пе макс}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{сред. ном}}}; \quad (7.1.1.1)$$

$$I_{\text{норм реж}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 115} = 271,252 \text{ А.}$$

Ток режима, когда один трансформатор выведен в ремонт, и нагрузка с него переключена на второй трансформатор  $I_{\text{макс}}$ , А, (максимальный допустимый ток) рассчитан по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ПС макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сред. ном}}}; \quad (7.1.1.2)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 115} = 542,503 \text{ А.}$$

Токи нормального режима и режима перегрузки меньше номинального тока модуля выключателя. Напряжение сети не превышает номинальное напряжение модуля выключателя. Время, за которое произойдет расхождение контактов модуля выключателя КРУЭ 110 кВ  $\tau$ , с, рассчитано по формуле:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}, \quad (7.1.1.3)$$

$$\tau = 0,01 + 0,039 = 0,049 \text{ с.}$$

Доля апериодической слагающей тока короткого замыкания в точке К1 принято  $\beta = 33\%$ . Номинальный ток отключения ( $I_{\text{н откл}} = 40$  кА) больше тока

короткого замыкания в точке К1 ( $I_{кК1}^{(3)}=21,2$  кА). Рассчитано значение аperiodической составляющей короткозамкнутого тока в точке К1  $i_{a,\tau}$ , кА, по формуле:

$$i_{a,\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (7.1.1.4)$$

$$i_{a,\tauК1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 21,2 \cdot e^{-0,049/0,02} = 2,587 \text{ кА.}$$

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в точке К1, допустимая для модуля выключателя  $i_{н.а}$ , кА рассчитана по формуле:

$$i_{н.а} = \sqrt{2} \cdot \beta / 100 \cdot I_{н.откл}; \quad (7.1.1.5)$$

$$i_{н.а} = \sqrt{2} \cdot 33 / 100 \cdot 40 = 18,668;$$

$i_{н.а} \geq i_{a,\tauК1}^{(3)}$ , следовательно, выключатель 110 кВ КРУЭ 110 кВ способен отключить полный ток короткого замыкания. (Модуль выключателя 110 кВ прошел проверку по отключающей способности). Сквозной ток модуля выключателя равен  $I_{пр.сквоз}=40$  кА. Наибольшая допустимая амплитуда (пик) сквозного тока модуля выключателя равна  $i_{м.скв}=104$  кА.  $I_{пр.сквоз} \geq I_{кК1}^{(3)}$ ,  $i_{м.скв} \geq i_{удК1}^{(3)}$ .

Продолжительность тока короткого замыкания до полного отключения  $t_{расч.откл}$ , с, рассчитана по формуле:

$$t_{расч.откл} = t_{рел.защ} + t_{пол.лотк}; \quad (7.1.1.6)$$

$$t_{расч.откл} = 0,01 + 0,054 = 0,064;$$

Интеграл Джоуля  $V_{к}$ , кА<sup>2</sup>·с, (тепловой импульс) короткозамкнутого тока в точке К1 рассчитан по формуле:

$$W_k = I_{к К1}^{(3)} \cdot t_{расч.откл} + T_{а К1}, \quad (7.1.1.7)$$

$$W_k = 21,2^2 \cdot (0,064 + 0,02) = 37,753 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Продолжительность тока короткого замыкания до полного отключения меньше времени термической стойкости модуля выключателя  $t_{терм.ст} = 3 \text{ с}$ , следовательно, допустимое значение  $W_{к.д}$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитано по формуле:

$$W_{к.д} = I_{терм.3с}^2 \cdot t_{расч.откл}, \quad (7.1.1.8)$$

$$W_{к.д} = 40^2 \cdot 0,064 = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$W_k < W_{к.д}$ , следовательно выключатель стойкий к термическому воздействию тока короткого замыкания. Параметры модуля выключателя соответствуют параметрам сети в нормальном и аварийном режиме (при коротком замыкании). Модуль выключателя пригоден к применению в КРУЭ 110 кВ.

### 7.1.2 Проверка модулей разъединителей 110 кВ КРУЭ 145 SP-1

Параметры модулей разъединителей 110 кВ и параметры сети представлены в таблице В.2 (Приложение В). Тепловые импульсы короткозамкнутого тока рассчитаны по формулам (7.1.1.7) и (7.1.1.8).

### 7.1.3 Проверка модулей трансформаторов тока в ячейке силового трансформатора

Рассчитан максимальный рабочий ток модуля трансформатора тока в первичной обмотки  $I_{макс}$ , А, по формуле:

$$I_{макс} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сред. ном}}; \quad (7.1.3.1)$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,89 \text{ A};$$

Интеграл Джоуля  $V_k$ ,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ , (тепловой импульс) короткозамкнутого тока рассчитан по формуле:

$$V_k = C_{\text{к К1}}^{(3)} \cdot T_{\text{терм}}, \quad (7.1.3.2)$$

$$V_k = 21,2^2 \cdot 3 = 1348 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

Проверка модуля трансформатора тока 110 кВ произведена по методике, аналогичной при проверке модулей разъединителей и выключателей 110 кВ в КРУЭ 110 кВ. Тепловые импульсы короткозамкнутого тока рассчитаны по формулам (7.1.1.7) и (7.1.1.8). Результаты расчетов параметров трансформатора тока на соответствие параметрам сети представлены в таблице В.3 (Приложение В).

Вторичный ток равен  $I_{\text{н2}} = 5 \text{ A}$ . Класс точности вторичной обмотки №1 равен 0,2S (для учета), класс точности вторичной обмотки №2 равен 0,5S (для измерений), класс точности вторичной обмотки №3 равен 5P (для защиты).

Максимальная нагрузка вторичной обмотки №1 равна  $z_{\text{д1}}=2 \text{ Ом}$ , максимальная нагрузка вторичной обмотки №2 равна  $z_{\text{д2}}=1,2 \text{ Ом}$ , максимальная нагрузка вторичной обмотки №3 равна  $z_{\text{д3}}=1,2 \text{ Ом}$ . Схема соединений вторичных обмоток трансформаторов тока - звезда. Длина кабелей, отходящих от вторичных обмоток,  $l_k=64 \text{ м}$ . Удельное сопротивление кабелей с алюминиевыми жилами алюминия  $\rho_{\text{Al}}=0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ . Сопротивление контактов  $Z_k=0,1 \text{ Ом}$ . Нагрузки на вторичные обмотки представлены в таблице В.4 (Приложение В). Сопротивление устройств, подключенных к вторичной обмотки №1,  $Z_{\text{устр}}$ , Ом, сопротивление кабелей  $Z_{\text{каб}}$ , Ом, сечение кабелей  $S_{\text{каб}}$ ,  $\text{мм}^2$ , рассчитано по соответствующим формулам:

$$Z_{\text{устр}} = S_{\text{сум.устр}} / I_{\text{н2}}^2; \quad (7.1.3.3)$$

$$Z_{\text{каб}} = Z_{\text{д1}} - Z_{\text{к}} - Z_{\text{устр}} ; \quad (7.1.3.4)$$

$$S_{\text{каб}} = \frac{\rho_{\text{AL}} \cdot I_{\text{к}}}{Z_{\text{каб}}} ; \quad (7.1.3.5)$$

$$Z_{1\text{устр}} = 0,09/5^2 = 0,0036 \text{ Ом};$$

$$Z_{1\text{каб}} = 2 - 0,1 - 0,0036 = 1,896 \text{ Ом};$$

$$S_{1\text{каб}} = \frac{0,0283 \cdot 64}{1,896} = 0,955 \text{ мм}^2.$$

Расчет сечений обмотки №2 произведен аналогично расчету обмотки №1. Результаты сведены в таблицу 7.1.3.1.

Таблица 7.1.3.1 - Результаты расчетов проводов для вторичной обмотки №2

| Параметр                            | Результат расчета параметра |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| $Z_{2\text{устр}}$ , Ом             | 0,12                        |
| $Z_{2\text{каб}}$ , Ом              | 0,98                        |
| $S_{2\text{каб}}$ , мм <sup>2</sup> | 1,848                       |

Для обмотки №1 выбран кабель сечением 1 мм<sup>2</sup>, для обмотки №2 - 2,5 мм<sup>2</sup>. Проверка трансформатора тока в цепи мостика с выключателем произведена аналогично. Результаты проверки внесены в таблицу В.5 (Приложение В)

#### **7.1.4 Выбор и проверка модулей с трансформаторами напряжения 110 кВ**

Модуль трансформатора напряжения имеет первичную обмотку 110 кВ, соединенную по схеме звезда. Класс точности вторичной обмотки №1 равен 0,2S (для измерений), нагрузка  $S_{\text{д1}}=100$  ВА. Класс точности вторичной обмотки №2 равен 0,5S (для измерений), нагрузка  $S_{\text{д2}}=200$  ВА. Класс точности вторичной обмотки №3 равен 3P (для защиты). Схемы соединений вторичных обмоток №1 и №2 - звезда, треугольник соответственно, обмотки №3- звезда.

Номинальное напряжение первичных обмоток:  $U_{н1}=110/\sqrt{3}$  кВ, номинальное напряжение вторичных обмоток  $U_{н2}=100/\sqrt{3}$  В. Нагрузки устройств на вторичные обмотки представлены в таблице В.6 (Приложение В). Нагрузки не должны превосходить номинальные значения, что отражено расчетами. Мощность устройств вторичных обмоток  $S_{устр}$ , ВА рассчитана по формуле:

$$S_{устр} = \sqrt{P_{устр}^2 + Q_{устр}^2}; \quad (7.1.4.1)$$

$$S_{устр1} = \sqrt{0,394^2 + 0,112^2} = 0,09 \text{ ВА};$$

$$S_{устр1} = \sqrt{5,9^2 + 6,6^2} = 8,853 \text{ ВА}.$$

## 7.2 Выбор электроустановок в ячейках 6 кВ

### 7.2.1 Выбор токоограничивающего реактора 6 кВ в ячейках вводов силового трансформатора

Главная электрическая схема до реконструкции имеет сдвоенные токоограничивающие реакторы, подключенные к шинам 6 кВ. К каждому выводу реактора подключены масляные выключатели типа ВМПЭ-10 в составе выкатного элемента комплектного распределительного устройства КРУ-2-6. Установка сухих токоограничивающих реакторов в ячейках вводов силовых трансформаторов позволяет заменить устаревшие реакторы, а самое главное уменьшить расходы на установку новых (в каждую отходящую ячейку). Также установка токоограничивающих реакторов в ячейках вводов силовых трансформаторов позволяет облегчить условия аварийного режима для вводных выключателе 6 кВ.

Выбор реакторов произведен по условиям термической стойкости кабелей 6 кВ отходящих от сборных шин. Наименьшее сечение алюминиевого трехжильного кабеля, отходящего от сборных шин 6 кВ и не защищенного предохранителем, составляет  $s_{\min}=25 \text{ мм}^2$ . Второе условие выбора реактора -

ограничение токов короткого замыкания для обеспечений коммутационной способности выключателей 6 кВ. Планируется установка нового комплектного распределительного устройства 6 кВ КРУ-Ф-02 [24] с выключателями марки ВВ-TEL-10/1000-У2 [23] на отходящих линиях 6 кВ. Номинальный ток отключения выключателей  $I_{н.откл}=20$  кА,  $t_{собр}=0,015$  с,  $t_{пол.откл}=0,025$  с. Параметры  $\tau$ ,  $\epsilon$ , и  $t_{расч.откл}$ , с, рассчитаны по формулам (7.1.1.3) и (7.1.1.6) соответственно:

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$t_{расч.откл} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}.$$

Исходя из расчетов  $\beta=56$  %. Максимальный ток нагрузки  $I_{макс.нагр}$ , А, протекающий через реактор в режиме, когда один из силовых трансформаторов выведен в ремонт, и включен секционный выключатель, рассчитан по формуле:

$$I_{макс.нагр} = \frac{S_{пс макс}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{сред. ном}}; \quad (7.2.1.1)$$

$$I_{макс.нагр} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 4951,57 \text{ А}.$$

Сопротивление схемы до точки установки токоограничивающего реактора  $X_{рез.до р.}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{рез.до р.} = \frac{U_{сред. ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кК1}^{(3)}}; \quad (7.2.1.2)$$

$$X_{рез.до р.} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 21,2} = 0,172 \text{ Ом}.$$

Рассчитали требуемый ток короткого замыкания из условия обеспечения отключающей способности выключателя  $I_{к.тр.откл}$ , кА, и условия термической

стойкости алюминиевого трехжильного кабеля сечением  $s=25 \text{ мм}^2$   $I_{\text{к.тр.тк}}$ , кА, по соответствующим формулам:

$$I_{\text{к.тр.откл}} = \frac{I_{\text{н.откл}} \cdot \left(1 + \beta\right)}{1 + e^{-t/T_{\text{аКЗ}}}}; \quad (7.2.1.3)$$

$$I_{\text{к.тр.тк}} = \frac{s \cdot C_T \cdot 10^3}{\sqrt{t_{\text{расч.откл}} + T_{\text{аКЗ}}}}. \quad (7.2.1.4)$$

где  $C_T=90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  параметр взят из [15].

$$I_{\text{к.тр.откл}} = \frac{20 \cdot \left(1 + 0,56\right)}{1 + e^{-0,025/0,06}} = 16,875 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к.тр.тк}} = \frac{90 \cdot 90 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{0,035 + 0,06}} = 7,3 \text{ кА}.$$

Сопротивление схемы по условию термической стойкости кабеля  $X_{\text{тр}}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{сред.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.тр.тк}}}; \quad (7.2.1.5)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 7,3} = 0,498.$$

Минимальное сопротивление реактора  $X_{\text{тр.р}}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{\text{тр.р}} = X_{\text{тр}} - X_{\text{рез.дор.}}; \quad (7.2.1.6)$$

$$X_{\text{тр.р}} = 0,498 - 0,172 = 0,327 \text{ Ом}.$$

Выбран реактор 6 кВ типа РТСТГ 6-5000-0,35 УХЛ2 [21]. Номинальное сопротивление реактора  $X_p=0,35$  Ом. Номинальный ток и напряжение  $I_{н.р}=5000$  А,  $U_H=6$  кВ. Допустимый ток короткого замыкания за реактором  $I_{терм3с}=12,5$  кА,  $I_{н.эд}=31,8$  кА. Расчетный ток короткого замыкания за реактором  $I_{кзр}^{(3)}$ , кА, и ударный ток  $i_{удзр}^{(3)}$ , кА, рассчитан по формуле:

$$I_{кзр}^{(3)} = \frac{U_{\text{сред.ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{рез.до р.}} + X_p)}; \quad (7.2.1.7)$$

$$i_{удзр}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{кзр}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (7.2.1.8)$$

$$I_{кзр}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,172 + 0,35)} = 6,974 \text{ кА};$$

$$i_{удзр}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,364 \cdot 1,846 = 18,206 \text{ кА}.$$

Расчетный и допустимый интегралы Джоуля при коротком замыкании за реактором  $V_{кз}$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ,  $V_{к.др}$ ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитаны по формулам (7.1.1.7) и (7.1.1.8) соответственно:

$$V_{кзр} = 6,974^2 \cdot (0,035 + 0,06) = 4,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$V_{к.др} = 12,5^2 \cdot 0,035 = 5,469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетный тепловой импульс меньше допустимого, следовательно, реактор термически стойкий к воздействию тока короткого замыкания. Остаточное напряжение на реакторе  $U_{ост}$ , %, рассчитано по формуле:

$$U_{ост} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кзр}^{(3)}}{U_{\text{сред.ном}}} \cdot 100, \quad (7.2.1.9)$$

$$U_{ост} = 0,35 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 6,974}{6,3} \cdot 100 = 67,105 \text{ \%}.$$

Остаточное напряжение не ниже 65%. Параметры реактора соответствуют требованиям сети. Реактор пригоден к использованию.

### 7.2.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 6 кВ

Выбраны вводные выключатели марки ZN63A-12 (VS1) [22] КРУ Ф-02 [24]. Ток режим, когда нагрузка равномерно распределена по четырем сборным шинам 6 кВ  $I_{\text{норм реж}}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{норм реж}} = \frac{S_{\text{пс макс}}}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot U_{\text{сред. ном}}}; \quad (7.2.2.1)$$

$$I_{\text{норм реж}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 115} = 2566 \text{ А.}$$

Ток ремонтного режима, когда один трансформатор отключен, а нагрузка переключена на работающий,  $I_{\text{макс}}$ , А, (максимальный допустимый ток) рассчитан по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{пс макс}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{сред. ном}}}; \quad (7.2.2.2)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 4951 \text{ А.}$$

Проверка выключателей на соответствие параметра сети произведен по методике аналогичной, как для модуля выключателя КРУЭ 110 кВ. Результаты расчетов сведены в таблицы В.7, В.8 (Приложение В).

Секционный разъединитель 6 кВ РВР-III-6/3000-У3 имеет параметры по номинальному току, напряжению, току термической и электродинамической стойкости как у секционного выключателя ZN63A-12 (VS1).

Произведена проверка выключателей на отходящих линиях 6 кВ (таблица 7.2.2.1). Ток ремонтного режима, когда один трансформатор отключен, а

нагрузка переключена на работающий,  $I_{\text{макс}}$ , А, (максимальный допустимый ток) рассчитан по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{пс макс}}}{\sqrt{3} \cdot 16 \cdot U_{\text{сред.ном}}}; \quad (7.2.2.3)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{108059}{\sqrt{3} \cdot 16 \cdot 6,3} = 617 \text{ А.}$$

Таблица 7.2.2.1 - Результаты проверки линейных выключателей ВВ-TEL-10/1000-У2

| Проверяемый параметр выключателя   | Значение для выключателя | Значение для сети |
|--|--------------------------|-------------------|
| 1  | 2                        | 3                 |
| Номинальное напряжение $U_{\text{н}}$ , кВ   | 10                       | 6                 |
| Номинальный ток выключателя $I_{\text{н в}}$ , А   | 1000                     | 2566              |
| Номинальный ток отключения выключателей $I_{\text{н откл}}$ , кА   | 20                       | 6,974             |
| Ток электродинамической устойчивости $I_{\text{н эл}}$ , кА  | 51                       | 18,206            |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{\text{терм3с}}$ , кА   | 20                       | 6,974             |
| $t_{\text{св}}=0,015 \text{ с}$ , $t_{\text{пол.откл}}=0,025 \text{ с}$ , $\tau=0,025 \text{ с}$ , $t_{\text{расч.откл}}=0,035 \text{ с}$ , $\beta=56\%$ |                          |                   |
| Параметры отключающей способности  |                          |                   |
| Апериодическая слагающая тока короткого замыкания, $i_{\text{а,т}}$ , кА   | 15,839                   | 6,502             |
| Сквозной ток короткого замыкания $I_{\text{пр.сквоз}}$ , кА.   | 20                       | 6,974             |
| Наибольшая допустимая амплитуда сквозного тока равна $i_{\text{м.скв}}=130 \text{ кА}$   | 51                       | 18,206            |
| Тепловой импульс $V_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с   | 56                       | 4,62              |
| Параметры выключателя превосходят параметры сети, следовательно, выключатель пригоден к эксплуатации   |                          |                   |

### 7.2.3 Проверка трансформаторов тока

Проверка произведена аналогично, как у трансформаторов тока 110 кВ.

В цепях вводного, секционного выключателей и отходящих линий выбраны трансформаторы тока типа ТШЛ-СЭЦ-10-У2 [28]. Результаты проверки трансформаторов тока сведены в таблицы 7.2.3.1 и 7.2.3.2. В цепях отходящих линий выбраны трансформаторы тока типа ТЛК-10-800/5-У2 [27], результаты проверки представлены в таблице В.9 (Приложение В).

Таблица 7.2.3.1 - Проверка трансформатора тока 10 кВ в цепи вводного выключателя

| Параметр   | Значение параметра модуля разъединителя |        | Значение параметра сети |
|--|---|--------|-------------------------|
| 1  | 2                                       | 3      |                         |
| Номинальное напряжение $U_{\text{н}}$ /<br>наибольшее выдерживаемое напряжение<br>частоты 50 Гц $U_{\text{наиб50}}$ , кВ                 | 10                                      | 10     |                         |
| Номинальный ток первичной обмотки<br>$I_{\text{н1}}$ , А   | 5000                                    | 4951   |                         |
| Сквозной ток электродинамической<br>устойчивости $I_{\text{пр.сквоз}}$ , кА  | 175                                     | 6,974  |                         |
| Сквозной пиковый ток устойчивости<br>$i_{\text{м.скв}}$ , кА   | 250                                     | 18,206 |                         |
| Трехсекундный ток термической<br>стойкости $I_{\text{терм3с}}$ , кА  | 175                                     | 6,974  |                         |
| Тепловой импульс $W_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с   | 91880                                   | 146    |                         |
| Обмотка №2 для измерений, нагрузки на фазы   | А                                       | В      | С                       |
| Прибор SATEC PM130 PLUS с функциями<br>амперметра, ваттметра   | 0,09                                    | 0,09   | 0,09                    |
| Суммарная мощность $S_{2\text{сум.устр}}$ , ВА   | 0,09                                    | 0,09   | 0,09                    |
| $Z_{2\text{устр}}$ , Ом  | 0,0036                                  |        |                         |
| $Z_{2\text{каб}}$ , Ом   | 1,896                                   |        |                         |
| $S_{2\text{каб}}$ , мм <sup>2</sup> ,  | 0,672                                   |        |                         |
| Параметры трансформатора тока соответствуют параметрам сети. Для вторичных цепей<br>выбран алюминиевый провод сечением 1 мм <sup>2</sup> |   |        |                         |

Таблица 7.2.3.2 - Проверка трансформатора тока 10 кВ в цепи секционного выключателя

| Параметр  | Значение параметра модуля разъединителя |   | Значение параметра сети |
|---|---|---|-------------------------|
| 1   | 2                                       | 3 |                         |
| Номинальное напряжение $U_H$ /<br>наибольшее выдерживаемое напряжение<br>частоты 50 Гц $U_{\text{наиб}50}$ , кВ                       | 10                                      |   | 10                      |
| Номинальный ток первичной обмотки<br>$I_{H1}$ , А   | 3000                                    |   | 2566                    |
| Сквозной ток электродинамической<br>устойчивости $I_{\text{пр.сквоз}}$ , кА   | 175                                     |   | 6,974                   |
| Сквозной пиковый ток устойчивости<br>$i_{\text{м.скв}}$ , кА  | 250                                     |   | 18,206                  |
| Трехсекундный ток термической<br>стойкости $I_{\text{терм}3с}$ , кА   | 175                                     |   | 6,974                   |
| Тепловой импульс $W_k$ , кА <sup>2</sup> ·с   | 91880                                   |   | 146                     |
| Обмотка №2 для измерений, нагрузки на фазы  | А                                       | В | С                       |
| Амперметр ЩК120   | 0,5                                     | 0 | 0                       |
| Суммарная мощность $S_{2\text{сум.устр}}$ , ВА  | 0,5                                     | 0 | 0                       |
| $Z_{2\text{устр}}$ , Ом   | 0,02                                    |   |                         |
| $Z_{2\text{каб}}$ , Ом  | 1,88                                    |   |                         |
| $S_{2\text{каб}}$ , мм <sup>2</sup> ,   | 0,98                                    |   |                         |
| Параметры трансформатора тока соответствуют параметрам сети. Для вторичных цепей выбран алюминиевый провод сечением 1 мм <sup>2</sup> |   |   |                         |

#### 7.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10-У3. Класс точности вторичной обмотки №1 равен 0,2S (для измерений), нагрузка  $S_{д1}=25$  ВА. Класс точности вторичной обмотки №2 равен 0,5S (для измерений), нагрузка  $S_{д2}=50$  ВА. Класс точности вторичной обмотки №3 равен 3P (для защиты). Схемы соединений вторичных обмоток №1 и №2 - звезда, треугольник соответственно, обмотки №3- звезда. Номинальное напряжение первичных обмоток :  $U_{H1}=6,3/\sqrt{3}$

кВ, номинальное напряжение вторичных обмоток  $U_{н2}=100/\sqrt{3}$  В. Нагрузки устройств на вторичные обмотки представлены в таблице 7.2.4.1. Нагрузки не должны превосходить номинальные значения, что отражено расчетами.

Таблица 7.2.4.1 - Нагрузки на вторичные обмотки трансформатора напряжения 110 кВ

| Обмотка №1 для измерений, нагрузки на фазы   | $P_{устр}, Вт$ | $Q_{устр}, Вар$ |
|--|----------------|-----------------|
| Прибор SATEC PM130 PLUS с функциями амперметра, счетчика активной и реактивно энергии, 8шт | 0,384          | 0,112           |
| Суммарная мощность $S_{1устр}, ВА$   | 0,72           |                 |
| Обмотка №2 для измерений, нагрузки на фазы   | $P_{устр}, Вт$ | $Q_{устр}, Вар$ |
| Вольтметр RDV1A  | 5,9            | 6,6             |
| Суммарная мощность $S_{устр}, ВА$  | 8,853          |                 |

Трансформаторы на вводах трансформатора тока типа ЗНОЛ-10-У3, служат для присоединения вольтметра RDV1A и устройств защиты, и согласно таблице 7.2.4 пригодны для подключения измерительного прибора (мощность нагрузки не превосходит мощности вторичной обмотки измерения).

### 7.2.5 Расчет жесткой ошиновки 6 кВ

Расчет шинных конструкций произведен по методике, представленной в [15]. Выбраны шины коробчатого сечения из алюминиевого сплава. Расчетный длительный ток известен из выбора высоковольтных выключателей 6 кВ  $I_{макс}=4951$  А. Экономическая плотность тока  $j=1$  А/мм. Сечение  $s$ , мм<sup>2</sup>, проводников рассчитано по формуле:

$$s = \frac{I_{макс}}{j} ; \quad (7.2.5.1)$$

$$s = \frac{4951}{1} = 4951 \text{ мм}^2.$$

Минимальное сечение шин  $s_{\min}$ , мм<sup>2</sup>, рассчитали по формуле:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}; \quad (7.2.5.2)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{6566000}}{90} = 28,5 \text{ мм}^2.$$

Габаритные размеры шин следующие:  $a=0,225$  м,  $b=0,105$  м,  $c=0,0125$ ,  $r=0,0016$  м, сечение  $s_{\text{ш}}=0,00488$  м<sup>2</sup>. Длина периметра  $p = 1,5$  м. Расстояние между осями проводников  $a_{\text{ос}}=0,4$  м. Шина состоит из двух швеллеров сваренных между собой для придания большей жесткости. Расчет жесткости шинной конструкции произведен при использовании токов короткого замыкания до реактора. Шинная конструкция многопролетная с неразрезанными шинами. Шины расположены в горизонтальной плоскости. Расчетные коэффициенты шинной конструкции  $\lambda=12$ ,  $\beta=1$ ,  $r_1=4,73$ . Модуль упругости:  $E=7 \cdot 10^{10}$  Па. Длительно допустимый ток равен 10300 А. Масса 1 м шины  $m=30$  мм. Прочность одного швеллера равна  $\sigma_p=127 \cdot 10^6$  Па. Длина пролета  $l = 1$  м. Коэффициент формы равен  $k_f=1$ , коэффициент расположения шин равен  $k_p=1$ . Допустимое напряжение в материале шин  $\sigma_d$ , МПА, рассчитано по формуле:

$$\sigma_d = 0,7 \cdot \sigma_p; \quad (7.2.5.3)$$

$$\sigma_d = 0,7 \cdot 127 = 88,9 \text{ МПА}.$$

Момент инерции  $J_{\text{ш}}$ , м<sup>4</sup>, и сопротивления шин  $M$ , м<sup>3</sup>, рассчитан по формуле:

$$J_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot s_{\text{ш}}}{6 \cdot a} \cdot p \cdot c; \quad (7.2.5.4)$$

$$W = 2 \cdot \frac{a \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^3 - (c - 2 \cdot c) \cdot \left(\frac{b}{2} - b\right)^3 + 2 \cdot b \cdot \left(b - \frac{b}{2}\right)^3}{3 \cdot \left(b - \frac{b}{2}\right)}; \quad (7.2.5.5)$$

$$J_{\text{ш}} = \frac{2 \cdot 0,00488}{6 \cdot 0,225} \cdot 1,5 \cdot 0,0125 = 1,399 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4;$$

$$W = 2 \cdot \left( 0,225 \cdot \left(\frac{0,105}{2}\right)^3 - (0,105 - 2 \cdot 0,0125) \cdot \left(\frac{0,105}{2} - 0,105\right)^3 + 2 \cdot 0,105 \cdot \left(0,105 - \frac{0,105}{2}\right)^3 \right) / 3 \cdot \left(0,105 - \frac{0,105}{2}\right) = 9,463 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Частота колебаний шин  $f$ , Гц, рассчитана по формуле:

$$f = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_{\text{ш}}}{m}}; \quad (7.2.5.6)$$

$$f = \frac{4,73}{2 \cdot \pi \cdot 1} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,399 \cdot 10^{-4}}{30}} = 4108 \text{ Гц}.$$

Напряжение в шинах при коротком замыкании  $\sigma$ , Па, рассчитано по формуле:

$$\sigma = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{\lambda \cdot a_{\text{oc}}} \cdot 1^2 \cdot \left( \overset{(3)}{\underset{\text{удКЗ}}{\curvearrowright}} \right) \cdot K_{\phi} \cdot K_p; \quad (7.2.5.7)$$

$$\sigma = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{12 \cdot a_{\text{oc}}} \cdot 1^2 \cdot \left( \overset{(3)}{\underset{\text{удКЗ}}{\curvearrowright}} \right) \cdot 1 \cdot 1 = 283 \text{ ПА}.$$

Расчетное напряжение меньше допустимого. Шины электродинамически стойкие. Выбран опорный изолятор ОНШ-10-20-УХЛ1. Нагрузка на изолятор  $F_{\text{рас}}^{(3)}$ , Н, рассчитана по формуле:

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = \beta \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a_{\text{ос}}} \cdot I^2 \cdot \left( \sum_{\text{дКЗ}}^{(3)} \right) \cdot K_{\phi} \cdot K, \quad (7.2.5.8)$$

$$F_{\text{рас}}^{(3)} = \beta \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,4} \cdot 1 \cdot \left( 8707 \right) \cdot 1 \cdot 1 = 3407 \text{ Н.}$$

Расстояние от изолятора до центра тяжести  $H_{\text{из}}=0,3$  м. Расстояние от опасного сечения изолятора до его вершины равно  $h_{\text{из}}=0,22$  м. Допустимая нагрузка  $F_{\text{доп}}^{(3)}$ , Н, рассчитана по формуле:

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot F_{\text{раз}} \cdot \frac{h_{\text{из}}}{H_{\text{из}}}; \quad (7.2.5.9)$$

$$F_{\text{доп}}^{(3)} = 0,6 \cdot 20000 \cdot \frac{0,22}{0,3} = 880 \text{ Н.}$$

Нагрузка на изолятор меньше допустимой. Изолятор стойко перенесет электродинамическое воздействие тока короткого замыкания.

## **8 Защиты, используемые на ГПП №1 «Тольяттиазот» и оперативный ток**

Релейная защита выбрана в соответствии с [12].

Основные защиты силовых трансформаторов: дифференциальная токовая защита, выполненная посредством терминалов (СИРИУС-Т3) и газовая защита в виде поплавковых реле. В качестве резервных защит используется максимальная токовая защита трансформатора.

Защита отходящих линий 6 кВ выполнена двухступенчатой защитой, состоящей из токовой отсечки (первая ступень) и максимальной токовой защитой (вторая ступень). РЗ и А на ПС также реализованы с применением терминалов СИРИУС-21Л.

Автоматика на подстанции обеспечивается при помощи автоматического ввода резерва, установленного на секционных выключателях силовых трансформаторов.

Оборудование релейной защиты подстанции имеет электромеханическую базу. Решено заменить существующее оборудование релейной защиты микропроцессорной базой.

Оперативный ток на подстанции постоянный, так как электроприводы оборудования использует постоянный ток. Также защита построена на микропроцессорной элементной базе. Аккумуляторные батареи обеспечивают высокую надежность работы оборудования оперативных цепей при потере питания собственных нужд.

### **8.1 Основная защита трансформатора**

#### **8.1.1 Общие уставки**

Основная защита силового трансформатора - дифференциальная защита. Произведен выбор уставок защиты для терминала «Сириус-Т3» согласно [26]. Устройство регулирования напряжения имеет ступени со значениями

напряжений от 96,5 кВ до 126 кВ. Значение средней ступени приближенно равно  $U_{cp}=111,25$  кВ. В расчетах используются коэффициенты трансформации трансформаторов тока  $K_I$ . Произведен расчет общих параметров защиты. Номинальные токи трансформатора  $I_{нТ}$ , произведены по формуле:

$$I_{нТ} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} ; \quad (8.1.1.1)$$

$$I_{1нТ} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 111,25} = 415,173 \text{ А};$$

$$I_{2нТ} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2199 \text{ А};$$

Плечевые токи дифференциальной токовой защиты  $I_{2н}$ , А, рассчитаны по формулам:

$$I_{нТ} = \frac{I_{нТ}}{K_I} ; \quad (8.1.1.2)$$

$$I_{нТВ} = \frac{415,173}{600/5} = 3,5 \text{ А};$$

$$I_{нТН} = \frac{2199}{5000/5} = 2,2 \text{ А}.$$

### 8.1.2 Дифференциальная токовая отсечка-1

Для отстройки от тока намагничивания выбрано отношение дифференциального тока к току первичной обмотки  $I_d/I_{1нТ}=4$ . Ток короткого замыкания в относительных единицах рассчитан по формуле:  $I_{кз.макс}$ , А, рассчитано по формуле:

$$I_{кз.макс} = \frac{I_{кКЗ}^{(3)}}{I_{2нТ}} ; \quad (8.1.2.1)$$

$$I_{кз.макс} = \frac{33970}{2199} = 15,5 \text{ А}.$$

Отстройка от тока небаланса  $I_d/I_{1HT}$  рассчитана по формуле:

$$I_d / I_{1HT} = K_o \cdot K_n \cdot I_{кз.макс} ; \quad (8.1.2.2)$$

$$I_d / I_{1HT} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 15,5 = 13 \text{ A};$$

где  $K_o=1,2$ ,  $K_n=0,7$  – коэффициенты отстройки.

### 8.1.3 Дифференциальная токовая защита 2

Базовая уставка относительного значения минимального дифференциального тока  $I_{d1}/I_{1HT}$  равна 0,3.

Коэффициент торможения  $K_{TM}$  рассчитан по формуле:

$$K_{TM} = 100 \cdot K_o \cdot \left( K_n \cdot K_{од} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta F \right) \sqrt{1 - \left( K_n \cdot K_{од} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta F \right)} ; \quad (8.1.3.1)$$

где  $K_n=2,5$  - коэффициент, учитывающий переходной режим;

$K_{од}=1$  - коэффициент, учитывающий односторонность трансформаторов тока;

$\varepsilon=0,1$ ;

$\Delta F=0,04$  – коэффициент неточности;

$\Delta U=0,13$  - размах РПН.

$$K_{TM} = 100 \cdot 1,2 \cdot \left( 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 \right) \sqrt{1 - \left( 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 \right)} = 87.$$

Уставка второй точки излома тормозной характеристики (отношение тормозного тока  $I_{m2}$ , А, второй точки излома тормозной характеристики)  $I_{m2}/I_{1HT}=2$ . Произведен расчет относительного значения первой точки излома  $I_{m1}/I_{1HT}$ :

$$I_{m1} / I_{1HT} = \left( I_d / I_{1HT} \right) \cdot 100 / K_T ; \quad (8.1.3.2)$$

$$I_{m1} / I_{1HT} = 13 \cdot 100 / 87 = 15.$$

Уставка - блокировка от второй гармоники равна 0,15 .

#### 8.1.4 Сигнализация, перегрузка (ДЗТ-3)

Для сигнализации в плечах ДЗТ необходимо, чтобы относительное значение дифференциального тока равнялось 0,1, выдержка времени равна 10 с. Согласно [24] уставка по току равна  $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном.оптВН}}=0,1$ , уставка по времени равна  $T=10$  с. Для защиты от перегрузки уставки  $I_{\text{ср}}$ , А, определены по формуле:

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{от}} \cdot I_{\text{нГ}} / K_{\text{в}} ; \quad (8.1.4.1)$$

где  $k_{\text{от}}=1,05$  – коэффициент отстройки;

где  $K_{\text{в}}=0,95$  – коэффициент возврата защиты.

$$I_{\text{срВ}} = 1,05 \cdot 3,5 / 0,95 = 3,868 \text{ А};$$

$$I_{\text{срН1-2}} = 1,05 \cdot 2,2 / 0,95 = 2,432 \text{ А};$$

## 9 Расчет заземления ГПП №1 «Тольяттиазот»

Заземление, согласно ПУЭ гл. 1.7 [12], это соединение, преднамеренное, оборудования, электроустановки или какой-либо точки сети с заземляющим устройством.

Выполняемое заземление на ГПП №1 «Тольяттиазот» должно соответствовать следующим основным требованиям ПУЭ для электроустановок выше 1 кВ:

- по напряжению на заземляющем устройстве при стекании тока КЗ – не более 10 кВ;
- по сопротивлению – должно быть не более 0,5 Ом в любое время года;
- по напряжения прикосновения – в зависимости от длительности воздействия тока КЗ, наибольшее напряжение прикосновения не должно превышать 500 В.

Выровнять электрический потенциал и обеспечить гарантированное электрическое соединение с заземляющим устройством всего оборудования ГПП №1 «Тольяттиазот» поможет заземляющая сетка, состоящая из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, а также из вертикальных заземлителей (электроды). Сетка в итоге образует замкнутый контур вокруг территории, занятой оборудованием ГПП №1 (включая ЗРУ). Вертикальные электроды прокладываются равномерно по периметру заземляющего устройства.

В качестве искусственного заземлителя можно использовать черную или оцинкованную сталь, либо медь. Наименьшие размеры заземлителей указаны в таблице 1.7.4 [12]. Сечение заземлителей и заземляющих проводников в электроустановках выше 1 кВ (для ГПП №1 «Тольяттиазот» в данном случае ОРУ-110 кВ) следует выбирать исходя из условий термической стойкости заземлителя или заземляющего проводника. При прохождении тока КЗ температура заземлителя или заземляющего проводника не должна превысить 400°С.

Соединение заземлителей между собой выполняется сваркой, при присоединении оборудования к заземляющему устройству допускается болтовым соединением.

Вокруг здания ЗРУ-6 кВ, согласно п.8.1.4 [19], заземлитель прокладывается в земле на глубине 1м и на расстоянии 1м от фундамента здания.

В местах присоединения оборудования к заземляющему устройству, должно обеспечивать растекание тока не менее чем в двух направлениях. У молниеотводов растекание должно быть обеспечено не менее, чем в 3-х 4-х направлениях, кроме того на расстоянии 3-5 м у молниеотводов устанавливаются вертикальные заземлители с расстоянием между ними не менее длины самого заземлителя.

Плотность сетки заземлителя увеличивается у основного оборудования, например силовой трансформатор, а особенно у разрядников и ОПН (снижение импульсного сопротивления).

На ГПП №1 «Тольяттиазот» тип грунта – суглинок, удельное сопротивление которого равно  $\rho_1 = 40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

В [4] представлен упрощенный метод расчета сложного заземлителя. В качестве критерия расчета заземления будем использовать необходимое сопротивление заземления  $R_3 \leq 0,5$ , нормированное ПУЭ.

В качестве вертикальных стержней принимаем стальные стержни длиной  $l_{ст} = 5\text{ м}$  и диаметром  $d_{ст} = 0,02 \text{ м}$ . Верхние концы электродов расположены на глубине 0,7 м от поверхности земли. В качестве соединительной горизонтальной полосы принимаем стальную полосу сечением 5х40 мм.

Определим удельное расчетное сопротивление грунта  $\rho_{расч}$  для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом коэффициента сезонности, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание зимой.

$$\rho_{расч,г} = \rho_{уд} \cdot K_{п,г} \quad (9.1)$$

$$\rho_{\text{расч,в}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п,в}} \quad (9.2)$$

где  $K_{\text{п,г}}$ ,  $K_{\text{п,в}}$  - коэффициенты сезонности, определяемые по [4].

$$\rho_{\text{расч,г}} = 40 \cdot 3,5 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{\text{расч,в}} = 40 \cdot 1,25 = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального электрода по следующей формуле:

$$R_{\text{о,в,э}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left( \ln \frac{2l_{\text{ст}}}{d_{\text{ст}}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4H + l_{\text{ст}}}{4H - l_{\text{ст}}} \right) \quad (9.3)$$

где  $H$  – расстояние от верхнего конца заглубленного электрода до поверхности грунта ( $0,7+5\cdot 0,5 = 3,2$  м – см. рисунок 9.1)

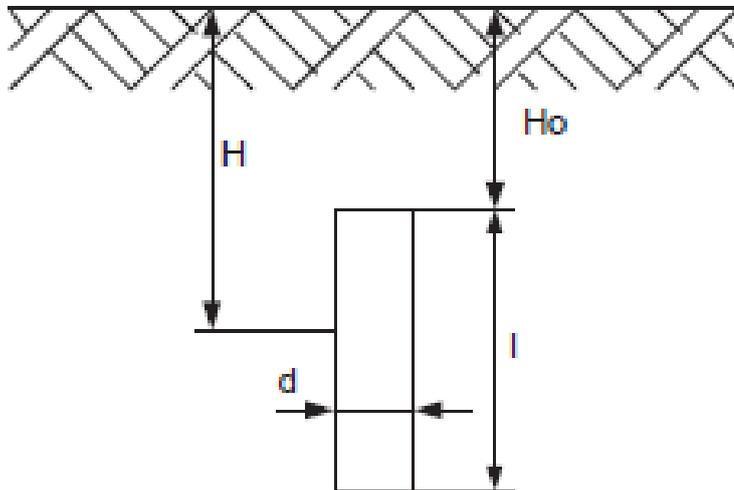


Рисунок 9.1 – Одиночный стержневой заглубленный заземлитель

$$R_{\text{о,в,э}} = \frac{50}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 10,939 \text{ Ом}$$

Определим ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $k_{и,в}$  [4] по следующей формуле:

$$N = \frac{R_{о,в,э}}{k_{и,в} \cdot R_{и}} \quad (9.4)$$

где  $R_{и} = \frac{R_3 R_e}{R_e - R_3} = \frac{0,5 \cdot 2}{2 - 0,5} = 0,66$  Ом – сопротивление растеканию

искусственного заземлителя;

$k_{и,в} = 0,58$  (кол-во вертикальных заземлителей определяется из соотношения  $R_в / R_{и}$  по [4] и равно  $\approx 16$ ).

$$N = \frac{10,939}{0,58 \cdot 0,66} \approx 29 \text{ шт.}$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей по следующей формуле:

$$R_{р,г,э} = \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot l_{пол} \cdot k_{и,г}} \cdot \ln \frac{2l_{пол}^2}{b \cdot H} \quad (9.5)$$

где  $b$  – высота полосы (5x40);

$H$  – глубина заложения горизонтального заземлителя.

$$R_{р,г,э} = \frac{140}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,31} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 1,23 \text{ Ом}$$

Уточним необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{в,э} = \frac{R_{р,г,э} R_{и}}{R_{р,г,э} - R_{и}} \quad (9.6)$$

$$R_{в,э} = \frac{1,23 \cdot 0,66}{1,23 - 0,66} = 1,42 \text{ Ом}$$

Определим число вертикальных электродов с учетом уточненного коэффициента использования по формуле:

$$N = \frac{R_{о,в,э}}{K_{и,в,у} \cdot R_{в,э}} \quad (9.7)$$

$$N = \frac{10,939}{0,59 \cdot 1,42} = 13 \text{ шт}$$

Исходя из условий размещения и необходимости снижения сопротивления растекания, принимаем количество электродов равное 28шт.

Уточним расчетное сопротивление горизонтальных электродов исходя из окончательного числа вертикальных электродов по формуле (9.5):

$$R'_{р,г,э} = \frac{140}{2 \cdot \pi \cdot 1200 \cdot 0,45} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1200^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,84 \text{ Ом}$$

Определим расчетное сопротивление вертикальных электродов исходя из их окончательного принятого числа и условия размещения по формуле (9.4), сделав небольшие преобразования формуле:

$$R'_{в,э} = \frac{10,939}{0,59 \cdot 28} = 0,66$$

Определим окончательное сопротивление заземляющего устройства с учетом окончательного числа вертикальных электродов по следующей формуле:

$$R_{3,э} = \frac{R'_{в,э} \cdot R'_{р,г,э}}{R'_{в,э} + R'_{р,г,э}} \quad (9.8)$$

$$R_{3,э} = \frac{0,66 \cdot 0,84}{0,66 + 0,84} = 0,37 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземления получилось меньше максимально допустимого 0,5 Ом.

## 10 Молниезащита ГПП №1 «Тольяттиазот»

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется отдельностоящими молниеотводами (высота с молниеотводом  $h = 25\text{ м}$ , без  $h_0 = 20\text{ м}$ ). Расстояние между молниеотводами принимаем  $L = 34\text{ м}$ .

Согласно [16] ГПП №1 «Тольяттиазот» относится к специальным объектам с ограниченной опасностью, принимаем допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии равным 0,95.

Тип молниезащиты на ГПП №1 – двойной стержневой молниеотвод.

Расчет молниезащиты состоит в том, чтобы рассчитать зоны защиты молниеотвода на различных высотах. Конус защиты должен перекрывать собой все защищаемое оборудование и здания.

Расчет будет вестись по методике, представленной в [6].

Определим минимальную высоту зоны защиты молниеотводов по следующей формуле:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0 \quad (10.1)$$

где  $L_{\max} = 5,75h = 143,75\text{ м}$  – максимальное расстояние между молниеотводами, в пределах которого молниеотвод считается двойным стержневым;

$$L_c = 2,5h = 62,5\text{ м}.$$

$$h_c = \frac{143,75 - 34}{143,75 - 62,5} 20 = 27\text{ м}$$

Вне зависимости от уровня и надежности защиты все горизонтальные сечения вычисляются по следующим формулам:

максимальная полуширина зоны  $r_x$  в горизонтальном сечении, длина в горизонтальном сечении  $l_x$ , ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами  $r_{cx}$  – три формулы соответственно.

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.2)$$

$$l_x = L/2 \quad (10.3)$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (10.4)$$

где  $h_x = 7$  м – высота сооружения, которое необходимо защитить;

$r_0 = 1,2h = 30$  м – радиус защиты на уровне земли

$$r_x = \frac{30 \cdot (20 - 7)}{20} = 19,5 \text{ м};$$

$$l_x = 34 / 2 = 17 \text{ м}.$$

$$r_{cx} = \frac{30 \cdot (27 - 7)}{27} = 22,22 \text{ м}$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода представлена на рисунке 10.1.

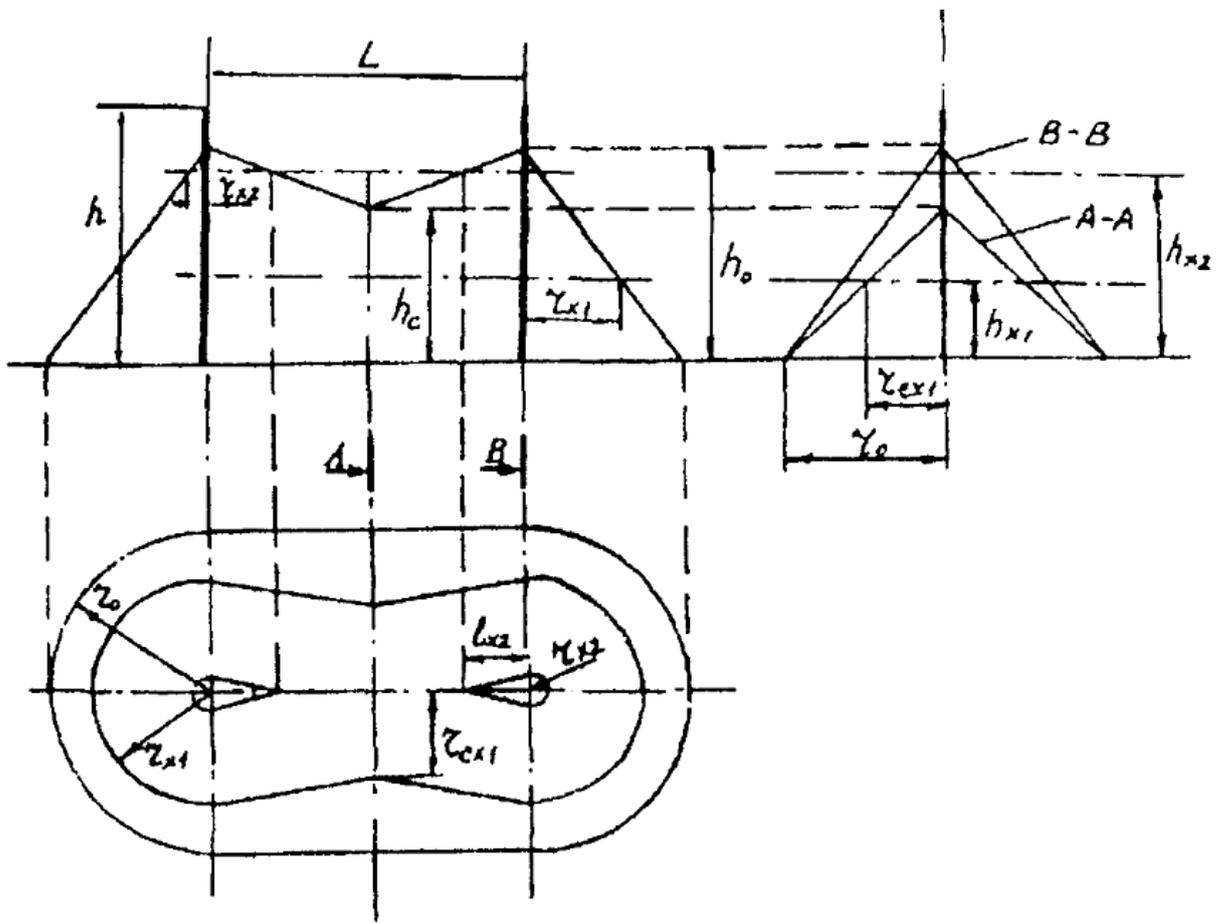


Рисунок 10.1 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

## Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра была произведена реконструкция ГПП №1 ОАО "Тольяттиазот". Изменена главная электрическая схема подстанции. Так как подстанция расположена на территории химического предприятия, а также ввиду стесненных условий, изначально использовалась схема глубокого ввода при помощи кабелей 110 кВ. Однако данная схема не имеет переемычки со стороны высокого напряжения, что снижает гибкость подстанции при различных аварийных режимах. Потребители, подключенные к шинам 6 кВ, относятся к первой категории по надежности электроснабжения, поэтому необходимо обеспечить их питанием при любых аварийных режимах. Решено изменить схему на стороне 110 кВ. Сконструирована схема 5АН, имеющая секционных выключатель на 110 кВ, что повышает надежность электроснабжения. Для того чтобы распределительное устройство разместить в стесненной территории, решено установить комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, которое намного компактнее, по сравнению с открытым распределительным устройством, к тому же оно защищено от воздействия химических веществ. Произведена замена масляного оборудования на стороне 6 кВ, установлены новые ячейки комплектного распределительного устройства 6 кВ с вакуумными выключателями. Решено демонтировать бетонные реакторы на отходящих от сборных шин 6 кВ ячейках. Установлены новые сухие реакторы в водных ячейках. Произведена замена силовых трансформаторов на новые без изменения мощности. Срок службы старых трансформаторов истек (они установлены с 1971 года). Ввиду изменения схемы подстанции и установки нового оборудования произведен расчет новой системы заземления и молниезащиты. Произведена замена релейной защиты, выполненной на электромеханической элементной базе, на микропроцессорные блоки.

Реконструированная подстанция соответствует нормам технологического проектирования и обеспечит надежное электроснабжение потребителей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области от 07.12.2016 № 555 об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей по Самарской области на 2017 год.

2 Барыбина Ю.Г. [Текст] : Справочник / Ю.Г. Барыбина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

3 Лизунова С.Д. Силовые трансформаторы [Текст] : Справочная книга / С.Д. Лизунова [и др.] : под. ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханин. – М. : Энергоиздат, 2004. – 616 с.

4 Маньков В.Д. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок [Текст] : Справочник / В.Д. Маньков, С.Ф. Заграничный : рецензенты О.Н. Халявкин, В.В. Карагодин. – СПб. : Политехника, 2005. – 400 с. : ил. – (Сер. Безопасность жизни и деятельности).

5 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст] : Учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев. – СПб. : Петербург, 2014. – 608 с. : ил.

6 Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст] : Учеб. пособие по выполн. курсового и дипломн. проектир. / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков : рецензенты В.В. Вахнина, С.И. Гамазин. – Тольятти : ТГУ, 2007. – 2007. – 124 с.

7 Jozef K. Analyse of SF6 Properties in High-Voltage Equipments and its Optimal Utilization with Combination N2 [Text] / K. Jozef // VSB-Technical University of Ostrava. – Czech Republic, 2005. – 8 p.

8 Ming R. Statistical Analysis of Partial Discharges in SF6 Gas via Optical Detection in Various Spectral Ranges [Text] / R. Ming // MDPI AG. – Switzerland, 2016. – 7 p.

9 Telfer D.J. A Novel approach to power circuit breaker design for replacement of SF6 [Text] / D.J. Telfer // Czech Technical University in Prague. – Czech Republic, 2004. – 15 p.

10 Xiaoxing Z. Synthesis of Graphene-Based Sensors and Application on Detecting SF6 Decomposing Products: A Review [Text] / Z. Xiaoxing // MDPI AG. – Switzerland, 2017. – 12 p.

11 Zhiguo C. Theoretical study of OCCHCN as a potential alternative insulation gas for SF6 [Text] / C. Zhiguo // American Institute of Physics. – America, 2017. – 10 p.

12 Правила устройства электроустановок [Текст]. – введ. 2003.01.01. – М. : Госторгиздат, 2015. – 144 с.

13 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Текст]. – введ. 1985.07.01. – М. : Стандартиформ, 2008. – 36 с.

14 СНиП 23-01-99. Строительная климатология [Текст]. – Взамен СНиП 2.01.01-82 : введ. 1999-06-11. – М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 77 с. – (Система нормативных документов в строительстве).

15 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева [и др.]. – [б. и.] , 98. -131 с.: ил.

16 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст]. – введ. 2003.06.30. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 59 с.

17 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации [Текст]. – введ. 2009-04-13. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.

18 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств

подстанций 35 – 750 кВ [Текст]. – введ. 2010.06.16. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

19 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст]. – Введен впервые : введ. 2012-02-03. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.

20 Комплектное распределительное устройство элегазовое [Текст] : каталог / разработчик и изготовитель HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES. – Москва, 2017 – 24 с.

21 Реакторное оборудование [Текст] : каталог / разработчик и изготовитель СВЕЛ. – Екатеринбург, 2017. – 36 с.

22 Вакуумные выключатели внутренней установки для сетей переменного тока ZN63A-12(VS1) [Электронный ресурс] : сайт CHNT / URL : <https://chint-electric.ru/ZN63A> (дата обращения 26.02.2017)

23 Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL [Электронный ресурс] : сайт Таврида Электрик Украина / URL : [http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html](http://tavrida.ua.com/products/vacuumswitch.html) (дата обращения 26.02.2017)

24 КРУ-Ф-02, КРУ-Ф-03 – Стройподстанции [Электронный ресурс] : сайт Энергетика. Оборудование. Документация / URL : <http://forca.ru/spravka/kru-i-ktp/kru-f-02-kru-f-03-stroypodstancii.html> (дата обращения 26.02.2017)

25 О компании «Тольяттиазот» [Электронный ресурс] : сайт компании «Тольяттиазот» / URL : <http://www.toaz.ru/rus/about/about.phtml?prod=1> (дата обращения (10.03.2017)).

26 Сириус-Т3 [Электронный ресурс] : сайт компании Радиус Автоматика / URL : <http://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-tranformatorov-i-atotransformatorov/sirius-t3.php> (дата обращения 26.02.2017)

27 Трансформатор тока ТЛК-10 0.5, ТЛК 10 0.5S, ТЛК10 0.2, ТЛК 10 0.2S [Электронный ресурс] : сайт Красный луч / URL : <http://krasluch.ru/tlk-10-0.5,-tlk-10-0.5s,-tlk10-0.2>, (дата обращения 26.02.2017)

28 Трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 10,20 [Электронный ресурс] : сайт компании Электроцит Самара / URL : <http://www.electroshield.ru/transformator-toka-tshl-seshch-10-20> (дата обращения 26.02.2017)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Характеристика подстанции и расчет нагрузок

Расположение подстанции на карте изображено на рисунке А.1



Рисунок А.1 – Расположение подстанции

Существующее оборудование на подстанции сведено в таблица А.1

Таблица А.1 – Существующее оборудование

| Тип оборудования  | Маркировка  |
|---|---|
| Трансформаторы  | ТРДЦНК-80000/110/6/6 кВ   |
| Разрядники вентильные   | РВС-110 кВ, РВО-6 кВ  |
| Ячейки комплектного распределительного устройства 6 кВ в составе:<br>выключатель<br>трансформаторы напряжения<br>трансформаторы тока<br>релейная защита | КРУ-2-6<br><br>ВМПЭ-10-20<br>НТМИ-6<br>ТПОЛ-10<br>на основе механических реле |
| Реакторы бетонные   | РБДГ-10-2000-0,18УЗ   |
| Заземлители нейтрали трансформаторов  | ЗОН-110М-ПУХЛ1  |

Годовой график нагрузки ГПП №1 «Тольяттиазот» представлен на рисунке А.2

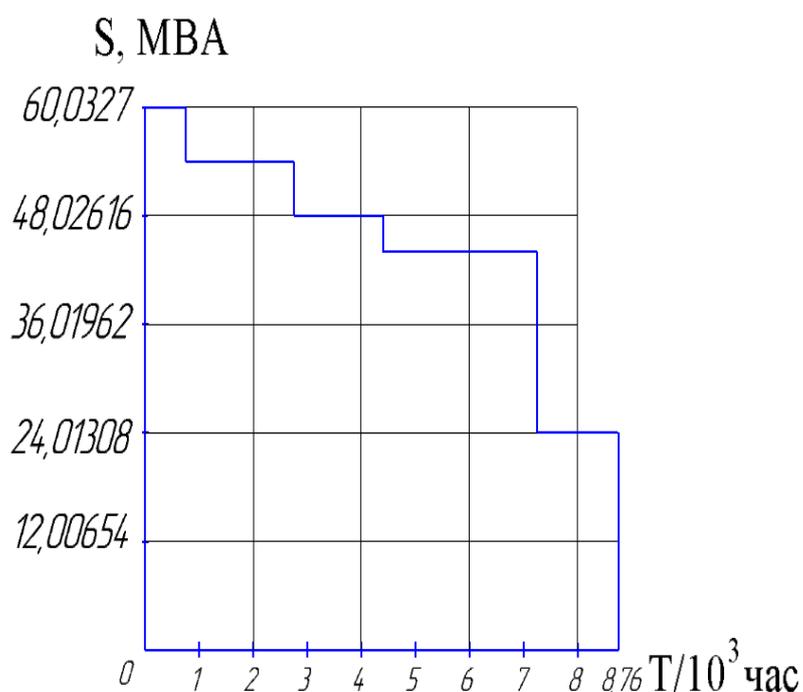


Рисунок А.2 – Годовой график нагрузки ГПП №1 «Тольяттиазот»

Перспективный график нагрузки ГПП №1 «Тольяттиазот» на ближайшие 10 лет представлен на рисунке А.3.

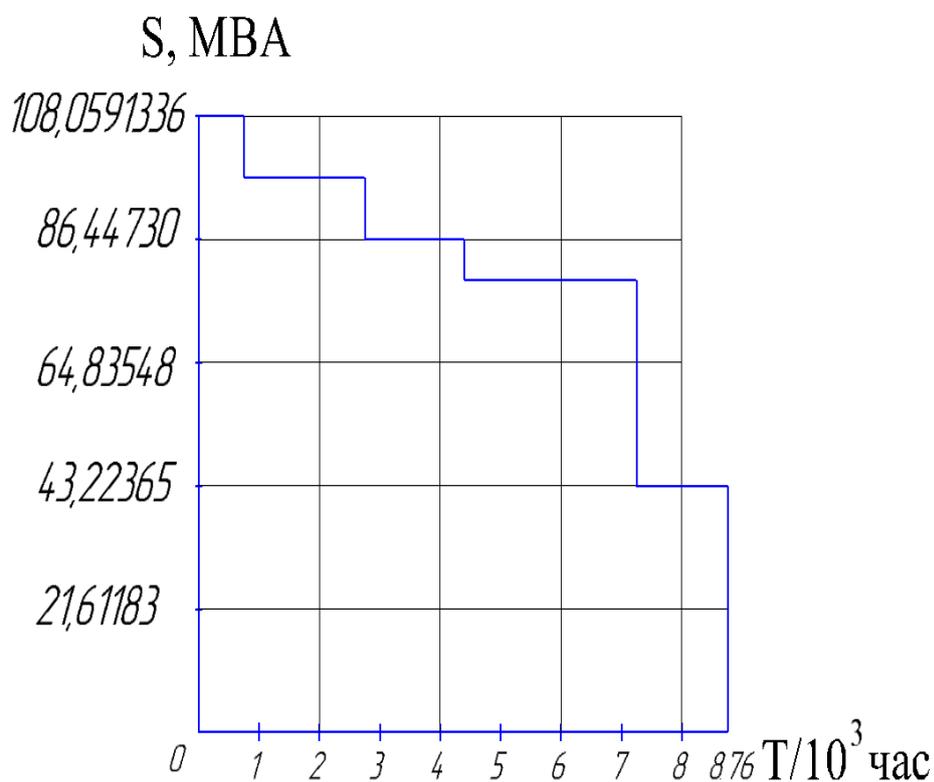


Рисунок 3.2 – Перспективный график нагрузки ГПП №1 «Тольяттиазот» на ближайшие 10 лет

Паспортные данные трансформаторов сведены в таблицу А.2.

Таблица А.2 – Паспортные данные трансформаторов

| Параметр   | ТРДН-80000 | ТРДЦН-125000 |
|--|------------|--------------|
| Потери холостого хода<br>$\Delta P_{x.x.}$ , кВт | 58         | 105          |
| Потери короткого замыкания<br>$\Delta P_k$ , кВт | 310        | 400          |
| Ток холостого хода $I_{x.x.}$ , %                | 0,45       | 0,55         |
| Напряжение короткого замыкания $u_k$ , %         | 10,5       | 11           |

Результаты расчетов параметров трансформаторов сведен в таблицу А.3

Таблица А.3 – Расчет параметров

| Параметр                          | ТРДН-80000 | ТРДЦН-125000 |
|-----------------------------------|------------|--------------|
| $Q_{x.x.}$ , квар                 | 360        | 687,5        |
| $P'_{xx}$ , кВт                   | 85         | 139,375      |
| $k_{3.vys}$                       | 1,35       | 0,864        |
| $k_{3.niz1} = k_{3.niz2}$         | 0,675      | 0,432        |
| $P_{k.niz1} = P_{k.niz2}$ , кВт   | 620        | 800          |
| $U_{k.vys}$ , %                   | 1,3125     | 1,375        |
| $U_{k.niz1} = U_{k.niz2}$ , %     | 18,375     | 19,25        |
| $Q_{k.vys}$ , квар                | 1050       | 1718,75      |
| $Q_{k.niz1} = Q_{k.niz2}$ , квар  | 14700      | 24062,5      |
| $P'_{k.vys}$ , кВт                | 78,75      | 128,906      |
| $P'_{k.niz1} = P'_{k.niz2}$ , кВт | 1722,5     | 2604,688     |
| $S_{экон.подст}$                  | 117540,94  | 183814,97    |

Расчет потерь электроэнергии ТРДН-80000 кВА мведен в таблицу А.4

Таблица А.4 – Расчет потерь электроэнергии ТРДН-80000 кВА

| i | $S_{vysj}$ , МВА | $S_{niz1j}$ , МВА | $S_{niz2j}$ , МВА | $n_j$ | $T_j$ , ч | $K_{3.vy}$<br>$s_j$ | $K_{3.niz}$<br>$l_j$ | $K_{3.niz}$<br>$2_j$ | $\Delta W_{k.vysj}$ , кВт*ч  | $\Delta W_{k.niz1j}$ , кВт*ч | $\Delta W_{k.niz2j}$ , кВт*ч | $\Delta W_{xj}$ , кВт*ч |
|---|------------------|-------------------|-------------------|-------|-----------|---------------------|----------------------|----------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| 1 | 108059           | 54029             | 54029             | 2     | 750       | 1,82                | 0,46                 | 0,46                 | 17960                        | 121015                       | 121015                       | 67500                   |
| 2 | 97253            | 48626             | 48626             | 2     | 2000      | 1,48                | 0,37                 | 0,37                 | 38793                        | 261393                       | 261393                       | 180000                  |
| 3 | 86447            | 43223             | 43223             | 2     | 1750      | 1,17                | 0,29                 | 0,29                 | 26820                        | 180716                       | 180716                       | 157500                  |
| 4 | 79244            | 39622             | 39622             | 2     | 2750      | 0,98                | 0,25                 | 0,25                 | 35415                        | 238629                       | 238629                       | 247500                  |
| 5 | 43223            | 21611             | 21611             | 2     | 1510      | 0,29                | 0,07                 | 0,07                 | 5785                         | 38983                        | 38983                        | 135900                  |
|   |                  |                   |                   |       |           |                     |                      | $\Sigma$             | 124773                       | 840736                       | 840736                       | 788400                  |
|   |                  |                   |                   |       |           |                     |                      |                      | $\Delta W_{podst} = 2594648$ |                              |                              |                         |

Расчет потерь электроэнергии ТРДН-125000 кВА сведен в таблицу А.5

Таблица А.5 – Расчет потерь электроэнергии ТРДН-125000 кВА

| i | S <sub>vysj</sub> ,<br>МВА | S <sub>niz1j</sub> ,<br>МВА | S <sub>niz2j</sub> ,<br>МВА | n <sub>j</sub> | T <sub>j</sub> , ч | K <sub>з,vy</sub><br>s <sub>i</sub> | K <sub>з,niz</sub><br>1j | K <sub>з,niz</sub><br>2j | ΔW <sub>к,vyysj</sub> ,<br>кВт*ч | ΔW <sub>к,niz1j</sub> ,<br>кВт*ч | ΔW <sub>к,niz2j</sub> ,<br>кВт*ч | ΔW <sub>xj</sub> ,<br>кВт*ч |
|---|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 1 | 108059                     | 54029                       | 54029                       | 2              | 750                | 0,75                                | 0,19                     | 0,19                     | 11585                            | 74881                            | 74881                            | 98625                       |
| 2 | 97253                      | 48626                       | 48626                       | 2              | 2000               | 0,61                                | 0,15                     | 0,15                     | 25024                            | 161743                           | 161743                           | 263000                      |
| 3 | 86447                      | 43223                       | 43223                       | 2              | 1750               | 0,48                                | 0,12                     | 0,12                     | 17301                            | 111822                           | 111822                           | 230125                      |
| 4 | 79244                      | 39622                       | 39622                       | 2              | 2750               | 0,40                                | 0,10                     | 0,10                     | 22845                            | 147657                           | 147657                           | 361625                      |
| 5 | 43223                      | 21611                       | 21611                       | 2              | 1510               | 0,12                                | 0,03                     | 0,03                     | 3732                             | 24122                            | 24122                            | 198565                      |
|   |                            |                             |                             |                |                    |                                     |                          | Σ                        | 80486,69                         | 520223,6                         | 520223,6                         | 1151940                     |
|   |                            |                             |                             |                |                    |                                     |                          |                          | ΔW <sub>podst</sub> = 2272874    |                                  |                                  |                             |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет токов коротких замыканий

Схема замещения обратной последовательности для точки К1 изображена на рисунке Б.1

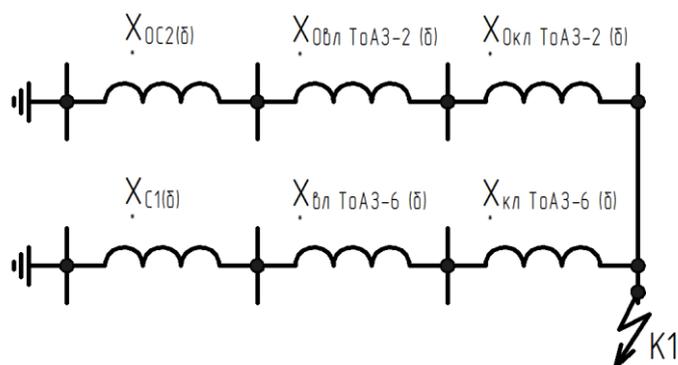


Рисунок Б.1 - Схема замещения обратной последовательности для точки К1

Схема нулевой последовательности для точки К1 изображена на рисунке Б.2

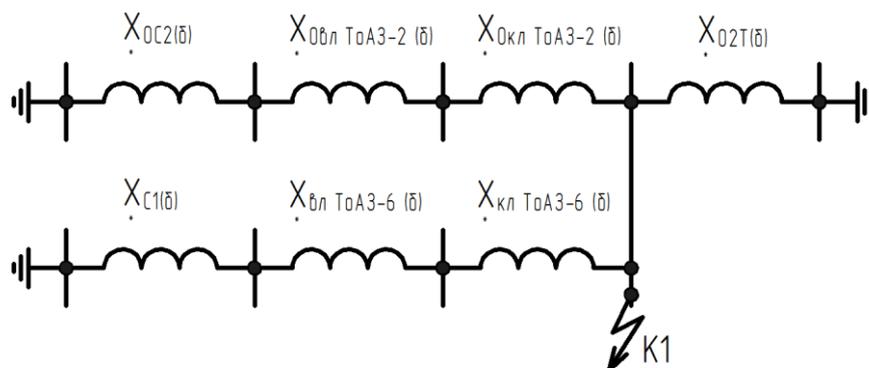


Рисунок Б.2 - Схема нулевой последовательности для точки К1

Расчет несимметричных токов коротких замыканий в точках К1 и К2 представлены в таблице Б1.

Таблица Б.1 - Расчет несимметричных токов коротких замыканий

| Расчетный параметр                           |                                 | Значение параметров точек КЗ |          |
|--|---------------------------------|------------------------------|----------|
|  |                                 | К1                           | К2, К3   |
| 1  | 2                               | 3                            | 4        |
| Однофазное<br>короткое замыкание<br>на землю | $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1)}$   | 0,666                        | $\infty$ |
|  | $m^{(1)}$                       | 3                            | 3        |
|  | $I_k^{(1)}$ , кА                | 16,684                       | 0        |
|  | $i_{уд}^{(1)}$ , кА             | 37,905                       | 0        |
| Двухфазное<br>короткое замыкание             | $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(2)}$   | 0,237                        | 2,698    |
|  | $m^{(2)}$                       | 1,732                        | 1,732    |
|  | $I_k^{(2)}$ , кА                | 18,359                       | 29,419   |
|  | $i_{уд}^{(2)}$ , кА,            | 41,712                       | 76,822   |
| Двухфазное<br>короткое замыкание<br>на землю | $\Delta X_{*\Sigma(6)}^{(1.1)}$ | 0,153                        | 2,698    |
|  | $m^{(1.1)}$                     | 1,521                        | 1,732    |
|  | $I_k^{(1.1)}$ , кА              | 19,605                       | 29,419   |
|  | $i_{уд}^{(1.1)}$ , кА           | 44,542                       | 73,822   |

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Выбор оборудования**

Параметры КРУЭ 110 кВ 145 SP-1 представлены в таблице В.1, параметры модулей разъединителей 110 кВ и сети в таблице В.2.

Таблица В.1 - Параметры КРУЭ 110 кВ 145 SP-1

| Параметр   | Значение параметра |
|--|--------------------|
| Номинальное напряжение $U_n$ / наибольшее выдерживаемое напряжение частоты 50 Гц $U_{наиб50}$ , кВ | 125/275            |
| Номинальный ток модулей $I_{н\ mod}$ , А   | 3150               |
| Номинальный ток отключения выключателей $I_{н\ откл}$ , кА   | 40                 |
| Ток электродинамической устойчивости $I_{н\ эл}$ , кА  | 104                |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{терм3с}$ , кА  | 40                 |

Таблица В.2 - Параметры модулей разъединителей 110 кВ и сети

| Параметр   | Значение параметра модуля разъединителя | Значение параметра сети |
|--|---|-------------------------|
| Номинальное напряжение $U_n$ - наибольшее выдерживаемое напряжение частоты 50 Гц $U_{наиб50}$ , кВ | 125/275                                 | 110                     |
| Номинальный ток модулей $I_{н\ mod}$ , А   | 3150                                    | 542,503                 |
| Сквозной ток электродинамической устойчивости $I_{пр.сквоз}$ , кА                                  | 40                                      | 21,2                    |
| Сквозной пиковый ток устойчивости $i_{м.скв}$ , кА   | 104                                     | 48,165                  |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{терм3с}$ , кА  | 40                                      | 21,2                    |
| Тепловой импульс $W_k$ , кА <sup>2</sup> ·с  | 102,4                                   | 37,753                  |
| Продолжительность термической стойкости $T_{терм}$ , с   | 3                                       |                         |
| Разъединитель пригоден к эксплуатации  |   |                         |

Характеристики модуля с трансформатором тока 110 кВ и сети представлены в таблице В.3

Таблица В.3 - Характеристики модуля с трансформатором тока 110 кВ и сети

| Параметр   | Значение параметра модуля разъединителя | Значение параметра сети |
|--|---|-------------------------|
| Номинальное напряжение $U_n$ - наибольшее выдерживаемое напряжение частоты 50 Гц $U_{наиб50}$ , кВ | 125/275                                 | 110                     |
| Номинальный ток первичной обмотки $I_{н1}$ , А   | 600                                     | 562,89                  |
| Сквозной ток электродинамической устойчивости $I_{пр.сквоз}$ , кА                                  | 40                                      | 21,2                    |
| Сквозной пиковый ток устойчивости $i_{м.скв}$ , кА   | 104                                     | 48,165                  |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{терм3с}$ , кА  | 40                                      | 21,2                    |
| Тепловой импульс $W_k$ , кА <sup>2</sup> ·с  | 4800                                    | 1348                    |

Нагрузки вторичных обмоток №1, 2, 3 трансформатора тока 110 кВ в ячейке силового трансформатора представлены в таблице В.4.

Таблица В.4 - Нагрузки вторичных обмоток №1, 2, 3 трансформатора тока 110 кВ в ячейке силового трансформатора

| Обмотка №1 для учета  |                                  |      |      |
|---|----------------------------------|------|------|
| Функциональное назначение и марка устройства                        | Мощность на фазу $S_{устр}$ , ВА |      |      |
|   | А                                | В    | С    |
| Прибор SATEC PM130 PLUS с функциями амперметра, ваттметра, счетчика | 0,09                             | 0,09 | 0,09 |
| Суммарная мощность $S_{сум.устр}$ , ВА                              | 0,09                             | 0,09 | 0,09 |
| Обмотка №2 для измерений  |                                  |      |      |
| Фиксирующий измерительный прибор ФИП-2-А                            | 3                                | 3    | 3    |

|  |   |   |   |
|--|---|---|---|
| Суммарная мощность $S_{2\text{сум.устр}}$ , ВА | 3 | 3 | 3 |
|--|---|---|---|

Характеристики модуля с трансформатором тока 110 кВ и сети представлены в таблице В.5.

Таблица В.5 - Характеристики модуля с трансформатором тока 110 кВ и сети

| Параметр  | Значение параметра модуля разъединителя |   | Значение параметра сети |
|---|---|---|-------------------------|
| 1   | 2                                       |   | 3                       |
| Номинальное напряжение $U_H$ /<br>наибольшее выдерживаемое напряжение<br>частоты 50 Гц $U_{\text{наиб}50}$ , кВ                         | 125/275                                 |   | 110                     |
| Номинальный ток первичной обмотки<br>$I_{H1}$ , А   | 600                                     |   | 562,89                  |
| Сквозной ток электродинамической<br>устойчивости $I_{\text{пр.сквоз}}$ , кА   | 40                                      |   | 21,2                    |
| Сквозной пиковый ток устойчивости<br>$i_{\text{м.скв}}$ , кА  | 104                                     |   | 48,165                  |
| Трехсекундный ток термической<br>стойкости $I_{\text{терм}3\text{с}}$ , кА  | 40                                      |   | 21,2                    |
| Тепловой импульс $W_k$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$   | 4800                                    |   | 1348                    |
| Обмотка №2 для измерений, нагрузки на<br>фазы   | А                                       | В | С                       |
| Амперметр ЩК120   | 0,5                                     | 0 | 0                       |
| Суммарная мощность $S_{2\text{сум.устр}}$ , ВА  | 0,5                                     | 0 | 0                       |
| $Z_{2\text{устр}}$ , Ом   | 0,02                                    |   |                         |
| $Z_{2\text{каб}}$ , Ом  | 1,88                                    |   |                         |
| $S_{2\text{каб}}$ , $\text{мм}^2$ ,   | 0,98                                    |   |                         |
| Параметры трансформатора тока соответствуют параметрам сети. Для вторичных цепей<br>выбран алюминиевый провод сечением $1 \text{ мм}^2$ |   |   |                         |

Нагрузки на вторичные обмотки трансформатора напряжения 110 кВ представлены в таблице В.6.

Таблица В.6 - Нагрузки на вторичные обмотки трансформатора напряжения 110 кВ

| Обмотка №1 для измерений, нагрузки на фазы  | $P_{устр}$ , Вт | $Q_{устр}$ , Вар |
|---|-----------------|------------------|
| 1   | 2               | 3                |
| Прибор SATEC PM130 PLUS с функциями амперметра, счетчика активной и реактивно энергии | 0,384           | 0,112            |
| Суммарная мощность  | 0,384           | 0,112            |
| Обмотка №2 для измерений, нагрузки на фазы  | $P_{устр}$ , Вт | $Q_{устр}$ , Вар |
| Вольтметр RDV1A   | 5,9             | 6,6              |
| Суммарная мощность $S_{2сум.устр}$ , ВА   | 5,9             | 6,6              |

Результаты проверки вводных выключателей ZN63A-12 (VS1) представлены в таблице В.7.

Таблица В.7 - Результаты проверки вводных выключателей ZN63A-12 (VS1)

| Проверяемый параметр выключателя  | Значение для выключателя | Значение для сети |
|---|--------------------------|-------------------|
| 1   | 2                        | 3                 |
| Номинальное напряжение $U_n$ , кВ   | 12                       | 6                 |
| Номинальный ток выключателя $I_{нв}$ , А  | 5000                     | 4951              |
| Номинальный ток отключения выключателей $I_{ноткл}$ , кА                                      | 50                       | 6,974             |
| Ток электродинамической устойчивости $I_{нэл}$ , кА   | 130                      | 18,206            |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{терм3с}$ , кА                                     | 50                       | 6,974             |
| $t_{св}=0,04$ с, $t_{пол.откл}=0,065$ с, $\tau=0,05$ с, $t_{расч.откл}=0,075$ с, $\beta=32\%$ |                          |                   |
| Апериодическая слагающая тока короткого замыкания, $i_{a,\tau}$ , кА                          | 22,627                   | 4,286             |
| Сквозной ток короткого замыкания $I_{пр.сквоз}$ , кА.   | 50                       | 6,974             |
| Наибольшая допустимая амплитуда сквозного тока равна $i_{м.скв}=130$ кА                       | 130                      | 18,206            |
| Тепловой импульс $B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с   | 187,5                    | 6,566             |

Параметры выключателя превосходят параметры сети, следовательно, выключатель пригоден к эксплуатации.

Результаты проверки секционных выключателей ZN63A-12 (VS1) представлены в таблице В.8.

Таблица В.8 - Результаты проверки секционных выключателей ZN63A-12 (VS1)

| Проверяемый параметр выключателя   | Значение для выключателя | Значение для сети |
|--|--------------------------|-------------------|
| 1  | 2                        | 3                 |
| Номинальное напряжение $U_n$ , кВ  | 12                       | 6                 |
| Номинальный ток выключателя $I_{нв}$ , А   | 3150                     | 2566              |
| Номинальный ток отключения выключателей $I_{ноткл}$ , кА   | 40                       | 6,974             |
| Ток электродинамической устойчивости $I_{нэл}$ , кА  | 100                      | 18,206            |
| Трехсекундный ток термической стойкости $I_{терм3с}$ , кА  | 40                       | 6,974             |
| $t_{св}=0,04$ с, $t_{пол.откл}=0,065$ с, $\tau=0,05$ с, $t_{расч.откл}=0,075$ с, $\beta=32\%$        |                          |                   |
| Параметры отключающей способности  |                          |                   |
| Апериодическая слагающая тока короткого замыкания, $i_{а,т}$ , кА                                    | 18,102                   | 4,286             |
| Сквозной ток короткого замыкания $I_{пр.сквоз}$ , кА.  | 40                       | 6,974             |
| Наибольшая допустимая амплитуда сквозного тока равна $i_{м.скв}=130$ кА                              | 100                      | 18,206            |
| Тепловой импульс $B_k$ , $кА^2 \cdot с$  | 120                      | 6,566             |
| Параметры выключателя превосходят параметры сети, следовательно, выключатель пригоден к эксплуатации |                          |                   |

Проверка трансформатора тока 10 кВ в цепи отходящих линий 6 кВ сведена в таблице В.9.

Таблица В.9 - Проверка трансформатора тока 10 кВ в цепи отходящих линий 6 кВ

| Параметр   | Значение параметра модуля разъединителя |      | Значение параметра сети |
|--|---|------|-------------------------|
| 1  | 2                                       |      | 3                       |
| Номинальное напряжение $U_H$ /<br>наибольшее выдерживаемое напряжение<br>частоты 50 Гц $U_{\text{наиб}50}$ , кВ                          | 10                                      |      | 10                      |
| Номинальный ток первичной обмотки<br>$I_{H1}$ , А  | 800                                     |      | 641,5                   |
| Сквозной ток электродинамической<br>устойчивости $I_{\text{пр.сквоз}}$ , кА  | 31,5                                    |      | 6,974                   |
| Сквозной пиковый ток устойчивости<br>$i_{\text{м.скв}}$ , кА   | 81                                      |      | 18,206                  |
| Трехсекундный ток термической<br>стойкости $I_{\text{терм}3\text{с}}$ , кА   | 31,5                                    |      | 6,974                   |
| Тепловой импульс $B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с  | 2977                                    |      | 146                     |
| Обмотка №1 для измерений, нагрузки на фазы   | А                                       | В    | С                       |
| Прибор SATEC PM130 PLUS с функциями<br>амперметра, счетчика активной и реактивно<br>энергии  | 0,09                                    | 0,09 | 0,09                    |
| Суммарная мощность $S_{2\text{сум.устр}}$ , ВА   | 0,09                                    | 0,09 | 0,09                    |
| $Z_{2\text{устр}}$ , Ом  | 0,0036                                  |      |                         |
| $Z_{2\text{каб}}$ , Ом   | 1,896                                   |      |                         |
| $S_{2\text{каб}}$ , мм <sup>2</sup> ,  | 0,672                                   |      |                         |
| Параметры трансформатора тока соответствуют параметрам сети. Для вторичных цепей<br>выбран алюминиевый провод сечением 1 мм <sup>2</sup> |   |      |                         |