

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части ПС 110/10/10 кВ «Озеро Долгое»

Студент

О.А. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполнена на тему: «Реконструкция электрической части ПС 110/10/10 кВ «Озеро Долгое».

В работе приведены краткие сведения о существующей схеме подстанции и установленном на ней электрооборудовании. Приводится описание технических решений, предусмотренных реконструкцией подстанции. Выполнен расчет электрических режимов работы подстанции после установки резервного трансформатора, и определены загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы и при послеаварийной перегрузке. Определены технико-экономические показатели установки дополнительного трансформатора на ПС.

Произведен расчет токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции, и обоснована необходимость установки на подстанции токоограничивающих реакторов. Определено сечение питающего новый трансформатор кабеля напряжением 110 кВ, шин и кабелей 10 кВ, которые были выбраны по экономической плотности тока и проверены на нагрев токами утяжеленного режима.

Выбрано основное электрооборудование напряжением 110 и 10 кВ, устанавливаемое на подстанции.

Определены меры по заземлению подстанции и ограничению перенапряжений.

Бакалаврская работа выполнена в виде пояснительной записки объемом 47 страниц, содержащей 11 схем и иллюстраций выбранного электрооборудования, 9 таблиц с техническими характеристиками аппаратов и результатами однотипных расчетов.

Графическая часть работы состоит из шести чертежей, выполненных на стандартных листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Сведения о реконструируемом объекте.....	5
2 Основные технические решения .....	6
3 Однолинейная схема с дополнительно устанавливаемым трансформатором Т-4 и токоограничивающими реакторами.....	8
3.1 Расчет режимов работы трансформаторов.....	8
4 Экономический расчет силового трансформатора ТРДН-63000/110/10.....	15
5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 и 110 кВ на ПС»Озеро Долгое».....	18
6 Выбор кабеля 110 кВ от СП-110 кВ ЗРУ-110 кВ до трансформатора Т-4. Выбор кабеля 10 кВ.....	22
6.1 Расчетные токи .....	22
6.2 Выбор сечения кабеля 110 кВ по экономической плотности.....	22
6.3 Проверка выбранного сечения кабеля 110 кВ по нагреву .....	23
6.4 Выбор сечения кабеля 10 кВ по экономической плотности.....	24
6.5 Проверка выбранного сечения кабеля 10 кВ по нагреву .....	24
6.6 Выбор шины от трансформатора Т-4 до токоограничивающих реакторов.....	25
6.7 Выбор способа заземления экранов кабелей 10 кВ .....	26
7 Выбор оборудования 110 и 10 кВ.....	28
7.1 Выбор разъединителя типа РГН-110.....	30
7.2 Выбор параметров ОПН 110 кВ .....	32
7.3 Выбор оборудования 10 кВ.....	35
8 Заземление .....	42
Заключение .....	44
Список используемых источников.....	45

## Введение

Прогресс в электроэнергетике и плотная застройка городов, появление новых предприятий, многочисленных новых электроприемников говорит о том, что старое оборудование не сможет выдержать таких нагрузок, т.к. не рассчитано на них, морально и физически устарело.

Для надежного электрообеспечения перспективных потребителей электроэнергии ведется реконструкция электрооборудования, чтобы обеспечить надежное электроснабжение новых потребителей электроэнергии.

На замену старого приходит новое более мощное, более продвинутое оборудование, отвечающее всем нынешним требованиям, с перспективой на будущее.

Целью данной работы является реконструкция ПС «Озеро Долгое» для надежного электроснабжения новых потребителей в аварийных режимах, рациональный выбор нового оборудования на замену старого.

Для решения данной проблемы нужно выбрать оборудование, исходя из расчетов ввода новых потребителей электроэнергии, чтобы оборудование отвечало всем современным техническим требованиям, также произвести расчеты загрузки трансформаторов на подстанции. Рационально выбирать оборудование с экономической точки зрения.

Для электроснабжения новых потребителей электрической энергии предусматривается установка на подстанции нового силового трансформатора такой мощности, чтобы после ввода его в эксплуатацию и после ввода нагрузок потребителей коэффициенты загрузки всех трансформаторов подстанции находились в допустимых пределах и возможные кратковременные суточные перегрузки находящихся в работе трансформаторов не влияли на снижение ресурса их эксплуатации. Новый трансформатор размещается на имеющемся для него месте на территории подстанции, внешние габариты ПС не меняются.

## 1 Сведения о реконструируемом объекте

Подстанция 110/10 кВ «Озеро Долгое» размещается в городе Санкт-Петербург. Распределительные установки подстанции выполнены по следующим схемам:

- на стороне 110 кВ – закрытая распределительная установка, по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»; также на стороне 110 кВ подключена модульная мобильная передвижная станция (ММПС) по схеме «Блок (линия - трансформатор) с выключателем»;

- на стороне 10 кВ– закрытая распределительная установка, по схеме «четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин (с подключением сдвоенных реакторов к каждой секции шин)», также на стороне 10 кВ ММПС с одной системой шин, имеющий две кабельные связи с системой шин №5. Подключённые к ПС 110 кВ «Озеро Долгое» линии электропередач относятся к линиям класса напряжения 110 кВ с односторонним питанием (со стороны ПС 110 кВ Северная).

ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» - тупикового типа, с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА, оснащенная мобильной станцией с трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА. Подстанция предназначена для приёма, преобразования и распределения электрической энергии по потребителям.

Работоспособность ПС «Озеро Долгое» обеспечивает сеть собственных нужд, питаемая от щита собственных нужд (ЩСН) подстанции.

В разделе дана краткая характеристика схемных решений по подстанции и установленному на ней трансформаторному оборудованию.

## 2 Основные технические решения

Предусмотрена реконструкция ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» с выполнением следующих работ:

- установка в секционной переемычке 110 кВ двух секционных выключателей (СВ) 110 кВ, двух секционных разъединителей (СР) 110 кВ, трансформаторов тока (ТТ) 110 кВ, разъединителя (Р) 110 кВ;
- установка одного силового трансформатора 63 МВА (Т-4);
- установка токоограничивающих реакторов (ТОР) 10 кВ, трансформаторов напряжения (ТН) 10 кВ, ТТ 10 кВ;
- установка четырех ячеек вводных выключателей 10 кВ.

При нормальной схеме работы ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» вновь устанавливаемый трансформатор Т-4 нормально отключен (находится в резерве) как со стороны 110 кВ, так и со стороны 10 кВ. Включение Т-4, а также перевод части нагрузок на него предполагается во время ремонтных режимов. Ввод в работу Т-4 предусмотрен в автоматическом режиме. Автоматический ввод резерва (АВР) 110 кВ реализуется в терминалах АУВ 1В-110 кВ Т-4 и 2В-110 кВ Т-4 (БЭ2704 019). АВР 10 кВ реализуется в терминалах защит и АУВ вводных и секционных выключателей 10 кВ (ТОР200-В, СПАС810-В, СПАС810-С). В терминале АУВ 1В-110 кВ Т-4 обеспечивается пуск АВР:

- при отключении ВЛ 110 кВ Лахтинская-5 (снижение напряжения ниже уставки, с выдержкой времени больше АПВ ВЛ). При этом предусматривается отключение В-110 кВ Т-1. После чего происходит работа АВР 10 кВ и все восемь секций 10 кВ запитываются от Т-2. Затем предусматривается включение 2В-110 кВ Т-4 с запретом включения 4В-10 кВ Т-4 и 8В-10 кВ Т-4. После чего происходит работа автоматики ВНР 10 кВ – 2, 3, 4, 6, 7, 8 секции 10 кВ запитываются от Т-2 и 1, 5 секции 10 кВ запитываются от Т-4.

- при работе защит Т-1 или ошиновки Т-1. При этом отключается В-110 кВ Т-1 от защит. После чего происходит работа АВР 10 кВ и все восемь секций 10 кВ запитываются от Т-2. Затем предусматривается включение 1В-110 кВ Т-4 с запретом включения 4В-10 кВ Т-4 и 8В-10 кВ Т-4. После чего происходит работа автоматики ВНР 10 кВ – 2, 3, 4, 6, 7, 8 секции 10 кВ запитываются от Т-2 и 1, 5 секции 10 кВ запитываются от Т-4. В терминале АУВ 2В-110 кВ Т-4 обеспечивается пуск АВР:

- при отключении ВЛ 110 кВ Лахтинская-6 (снижение напряжения ниже уставки, с выдержкой времени больше АПВ ВЛ). При этом предусматривается отключение В-110 кВ Т-2. После чего происходит работа АВР 10 кВ и все восемь секций 10 кВ запитываются от Т-1. Затем предусматривается включение 1В-110 кВ Т-4 с запретом включения 1В-10 кВ Т-4 и 5В-10 кВ Т-4. После чего происходит работа автоматики ВНР 10 кВ – 1, 2, 3, 5, 6, 7 секции 10 кВ запитываются от Т-1 и 4, 8 секции 10 кВ запитываются от Т-4.

- при работе защит Т-2 или ошиновки Т-2. При этом отключается В-110 кВ Т-2 от защит. После чего происходит работа АВР 10 кВ и все восемь секций 10 кВ запитываются от Т-1. Затем предусматривается включение 2В-110 кВ Т-4 с запретом включения 1В-10 кВ Т-4 и 5В-10 кВ Т-4. После чего происходит работа автоматики ВНР 10 кВ – 1, 2, 3, 5, 6, 7 секции 10 кВ запитываются от Т-1 и 4, 8 секции 10 кВ запитываются от Т-4. Согласно 02-07-2014/14-215-РР максимальная токовая загрузка ПС 110 кВ «Озеро Долгое» к 2022 году составит 748А. Согласно Паспорта ПС «Озеро Долгое», существующее оборудование на Т1 и Т2 с номинальным током не менее 1000А соответственно в данном режиме работа возможна без замены существующего оборудования.

В разделе приведены основные технические решения, принимаемые при реконструкции подстанции.

### 3 Однолинейна схема с дополнительно устанавливаемым трансформатором Т-4 и токоограничивающими реакторами

Схема представлена на рисунке 1

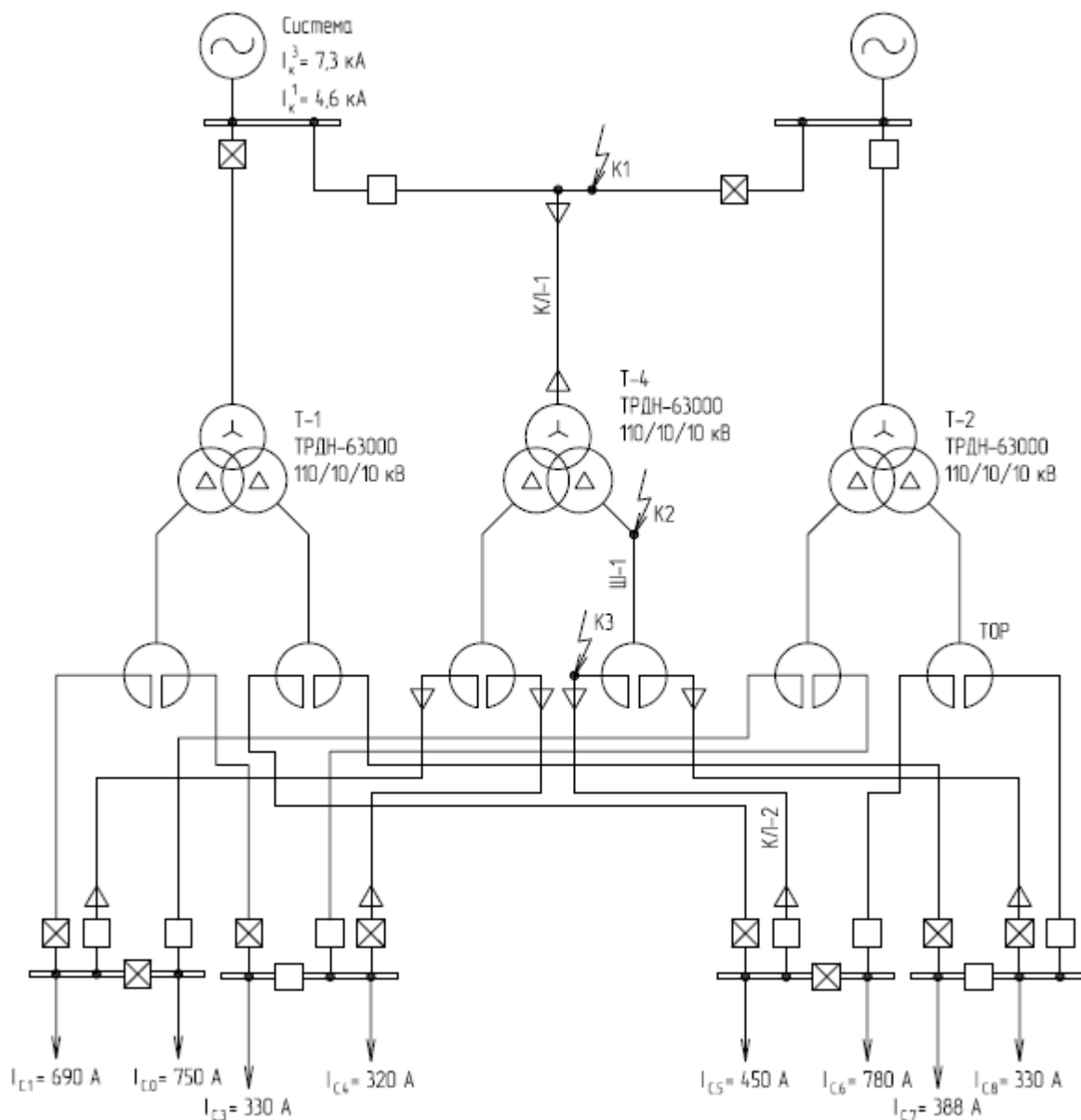


Рисунок 1 - Однолинейная схема с токоограничивающими реакторами

#### 3.1 Расчет режимов работы трансформаторов

Расчет режимов выполнен согласно ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки».



В качестве исходных данных приняты значения нагрузок из фактически замеренных в декабре 2018 г.

По приложению 2, п.6 вышеуказанного ГОСТа находим эквивалентную зимнюю температуру охлаждающего воздуха:

- зимняя  $\theta$  равна 6,8 °С ниже нуля.

Расчет допустимых систематических перегрузок производится следующим образом.

В нормальном режиме работы ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» нагрузка всех секций шин 10 кВ приблизительно равномерно распределяется на трансформаторы Т-1 и Т-2. Трансформатор Т-4 нормально отключен.

Номинальный ток одной ветви трансформатора ТРДН-63000/10/10 кВ:

$$I_{\text{НОМ.В.Т}} = \frac{0.5S_{\text{Н}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{0.5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1732.1 \text{ А} \quad (1)$$

где  $S_{\text{Н}}$  – номинальная мощность СТ;

$U_{\text{НН}}$  – номинальное напряжение на стороне НН.

Трансформатор Т-1.

В нормальном режиме на одну ветвь Т-1 подключены нагрузки 1 и 3 секций шин 10 кВ, на другую ветвь Т-1 подключены нагрузки 5 и 7 секций шин 10 кВ.

Начальная нагрузка эквивалентного графика для наиболее загруженной ветви Т-1 [2]:

$$K_{1c} = \frac{1}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \sqrt{\frac{\sum I_{i,c}^2 \cdot \Delta t_{i,c}}{\sum \Delta t_{i,c}}} = \frac{1}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \left( \frac{\sum I_{i,c}^2 \cdot \Delta t_{i,c}}{\sum \Delta t_{i,c}} \right) = 0.80, \quad (2)$$

где  $I_{i,c}$  - значение тока в ветви трансформатора в  $i$ -ый промежуток времени  $\Delta t_{i,c}$ ;

$\Delta t_{i,c}$  – промежуток времени, в который значение тока в ветви трансформатора не превышает значение номинального тока ветви этого трансформатора.

Перегрузка, следующая за начальной нагрузкой эквивалентного графика для наиболее загруженной ветви Т-1:

$$K_{2c}^I = \frac{1}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \sqrt{\frac{\sum I_{i,c}^2 \cdot \Delta h_{i,c}}{\sum \Delta h_{i,c}}} = 1.06 \quad (3)$$

где  $I_{i,c}$  - значение тока в ветви трансформатора в  $i$ -ый промежуток времени  $\Delta h_{i,c}$ ;

$\Delta h_{i,c}$  - промежуток времени, в который значение тока в ветви трансформатора превышает значение номинального тока ветви этого трансформатора.

Максимальная перегрузка для наиболее загруженной ветви Т-1 [3]:

$$K_{\text{max.c}}^I = \frac{I_{\text{max.c}}}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} = \frac{1857}{1732.1} = 1.07 \quad (4)$$

Т.к.  $K_{2c}^I > 0.9 \cdot K_{\text{max.c}}^I = 0.9 \cdot 1.07 = 0.96$ , то принимаем  $K_{2.c}^I = K_{2c}^I = 1.06$ .

По таблице 3 вышеуказанного ГОСТа в зимний период ( $\theta = 0$  °С) время допустимой систематической перегрузки Т-1 составит до 24 часов в сутки.

Фактическое время систематической перегрузки трансформатора Т-1:

$$\sum \Delta h_{i,c} = 1 + 1 + 1 + 1 = 4 \text{ ч}$$

Таким образом, фактическое время перегрузки Т-1 не превышает время допустимой систематической перегрузки, следовательно, такой режим работы трансформатора Т-1 допустим.

Трансформатор Т-2.

Т.к. максимальная нагрузка на ветви трансформатора Т-2 не превышает номинального тока трансформатора  $I_{\text{max.c}} = 1568 \text{ А} < I_{\text{НОМ.В.Т}} = 1732.1 \text{ А}$ , то

систематических перегрузок в нормальном режиме на трансформатор Т-2 нет.

Расчет допустимых аварийных перегрузок производят следующим образом.

В ремонтном режиме работы ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» нагрузка всех секций шин 10 кВ распределяется на трансформаторы Т-1 и Т-4, либо на Т-2 и Т-4, при выводе одного из вышеуказанных трансформаторов вся нагрузка ложится на трансформатор, оставшийся в работе (аварийный режим), и равна  $I_{р.ут} = 713 \text{ А}$

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 356.6 \text{ А} \quad (5)$$

где  $I_{\text{НОМ.Т}}$ - номинальный ток трансформатора

Найдем максимальный перегруз трансформатора:

$$\frac{I_{р.ут}}{I_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{713}{356.6} = 2 \quad (6)$$

Согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации от 19 июня 2003 года № 229, (двойная нагрузка трансформатора возможна в течении 10 мин.).

Трансформатор Т-1.

В аварийном режиме на одну ветвь Т-1 подключены нагрузки 1, 2 и 3 секций шин 10 кВ, на другую ветвь Т- 1 подключены нагрузки 5, 6 и 7 секций шин 10 кВ.

Аналогично систематическим нагрузкам начальная нагрузка эквивалентного графика для наиболее загруженной ветви Т-1 в аварийном режиме:

$$K_{1ав.} = \frac{1}{I_{НОМ.В.Т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав}^2 \cdot \Delta t_{i.ав}}{\sum \Delta t_{i.ав}}} = 0.82 \quad (7)$$

где  $I_{i.ав}$  – значение тока в данный промежуток времени;  
 $\Delta t_{i.ав}$  - продолжительность промежутка.

Перегрузка, следующая за начальной нагрузкой эквивалентного графика для наиболее загруженной ветви Т-1 [4]:

$$K_{2ав}^I = \frac{1}{I_{НОМ.В.Т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав}^2 \cdot \Delta h_{i.ав}}{\sum \Delta h_{i.ав}}} = 1.33 \quad (8)$$

где  $h_{i.ав}$  – продолжительность перегрузки.

Фактическое время аварийной перегрузки трансформатора Т-1:

$$\sum \Delta h_{i.ав} = 18 \text{ ч}$$

Максимальная перегрузка для наиболее загруженной ветви Т-1:

$$K_{max.ав} = \frac{I_{max.ав}}{I_{НОМ.В.Т}} = \frac{2693}{1732.1} = 1.55 \quad (9)$$

Т.к.  $K_{2.ав}^I < 0.9 \cdot K_{max.ав} = 0.9 \cdot 1.55 = 1.40$ , то принимаем  $K_{2.c} = 1.40$ .

В таком случае расчетное время аварийной перегрузки составит [5-6]:

$$h_{ав} = \frac{(K_{2.ав}^I)^3 \cdot \sum \Delta h_{i.ав}}{(0.9 \cdot K_{max.ав})^2} = \frac{1.33^3 \cdot 18}{1.4^2} = 21.6 \text{ ч} \quad (10)$$

По таблице 10 вышеуказанного ГОСТа в зимний период ( $\theta = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ) время допустимой аварийной перегрузки Т-1 для  $K_{1ав.} = 0.8$  и  $K_{2.c} = 1.40$  составит до 24 часов в сутки.

Согласно ПТЭ при перегрузе на 55 % время перегруза составит 41,25 мин. вследствие чего необходимо разгрузить до номинала трансформатор.

Трансформатор Т-2.

В аварийном режиме на одну ветвь Т-2 подключены нагрузки 2, 3 и 4 секций шин 10 кВ, на другую ветвь Т-2 подключены нагрузки 6, 7 и 8 секций шин 10 кВ.

Точно так же как, для систематических нагрузок Т-1 начальная нагрузка эквивалентного графика наиболее загруженной ветви Т-2 в аварийном режиме:

$$K_{1ав.} = \frac{1}{I_{НОМ.В.Т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав}^2 \cdot \Delta t_{i.ав}}{\sum \Delta t_{i.ав}}} = 0.80 \quad (11)$$

Перегрузка, следующая за начальной нагрузкой эквивалентного графика для наиболее загруженной ветви Т-1:

$$K_{2ав}^I = \frac{1}{I_{НОМ.В.Т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав}^2 \cdot \Delta h_{i.ав}}{\sum \Delta h_{i.ав}}} = 1.27 \quad (12)$$

Фактическое время аварийной перегрузки трансформатора Т-2:

$$\sum \Delta h_{i.ав} = 18 \text{ ч}$$

Максимальная перегрузка загруженной ветви Т-2:

$$K_{max.ав} = \frac{I_{max.ав}}{I_{НОМ.В.Т}} = \frac{2598}{1732.1} = 1.50 \quad (13)$$

Т.к.  $K_{2.ав}^I < 0.9 \cdot K_{max.ав} = 0.9 \cdot 1.50 = 1.35$ , то принимаем  $K_{2.с} = 1.35$ .

В таком случае расчетное время аварийной перегрузки составит :

$$h_{ав} = \frac{(K_{2.ав}^I)^3 \cdot \Sigma \Delta h_{i.ав}}{(0.9 \cdot K_{max.ав})^2} = \frac{1.27^3 \cdot 18}{1.35^2} = 20.2 \text{ ч} \quad (14)$$

По таблице 10 вышеуказанного ГОСТа в зимний период ( $\theta = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ) время допустимой аварийной перегрузки Т-1 для  $K_{1.ав.} = 0.8$  и  $K_{2.с} = 1.35$  составит до 24 часов в сутки.

Согласно ПТЭ при перегрузе на 50 % время перегруза составит 41,25 мин. вследствие чего необходимо разгрузить до номинала трансформатор Трансформатор Т-4.

В аварийном режиме ПС 110/10 кВ №96 на трансформатор Т-4, в зависимости от того, какой из Т-1 и Т-2 выводятся в ремонт или отключаются от потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ, переводятся нагрузки 1, 5 или 4, 8 секций шин 10 кВ.

Выводы по разделу: Максимальная нагрузка на ветви трансформатора Т-4 не превышает номинального тока трансформатора  $I_{max.ав} = 851 \text{ A} < I_{ном.в.т} = 1732.1 \text{ A}$ , то перегрузок на Т-4 нет.

#### 4 Экономический расчет силового трансформатора ТРДН-63000/110/10

На основании инвестиционного плана развития и заявок на технологическое присоединение ПАО «Ленэнерго» которые отображены в программе развития энергоснабжения г. Санкт-Петербург до 2024 года (таблица 1) [1, 7].

Таблица 1 – Существующие и перспективные нагрузки по договорам и заявкам до 2024 года

Район застройки	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Приморский район	104,0	108,0	112,0	116,0	118,0

Рассмотрим экономический расчет условных затрат на установку силового трансформатора ТРДН-63000/110/10 (таблица 2) на ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое».

Таблица 2 – Данные трансформатора от завода изготовителя

Марка силового трансформатора	$S_{ном.т.}$ МВА	Данные завода изготовителя ПКФ «Энергоцентр»					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
Трансформатор ТРДН с расщепленной обмоткой и РПН	63,0	115,0	10,5	10,5	245,0	35,0	0,7
Ориентировочная цена завода изготовителя: 28 100 000 руб.							

На основании данных производителя представленных в таблице определим потери холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}; \quad (15)$$

$$Q_x = \frac{0,7}{100} \cdot 63000 = 441 \text{квар};$$

где  $I_x(\%)$  - ток ХХ трансформатора;

$S_{\text{НОМ.Т}}$  - номинальная мощность трансформатора.

На основании данных производителя определим потери мощности при режиме КЗ [8, 9]:

$$P'_{\text{К.Н1}} = P'_{\text{К.Н2}} = P_{\text{К.Н.1,2}} + K_{\text{ИП}} \cdot Q_{\text{К.Н1,2}}; \quad (16)$$

где  $K_{\text{ИП}}$  – коэффициент использования;

$$P'_{\text{К.Н1}} = 490 + 0,05 \cdot 7350 = 857,5 \text{кВт}.$$

$$P'_{\text{КВ}} = P_{\text{КВ}} + K_{\text{ИП}} \cdot Q_{\text{КВ}} \quad (17)$$

$$P'_{\text{КВ}} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26 \text{ кВт} \quad (18)$$

При этом активные потери в обмотках трансформатора определяются:

$$P_{\text{КН1}} = P_{\text{КН2}} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт} \quad (19)$$

На основании работы трансформатора с расщепленной обмоткой и предоставленных данных производителя определяем потери в обмотках трансформатора  $Q_{\text{К.В}}$ ,  $Q_{\text{К.Н}}$  [10, 11]

$$Q_{\text{К.В}} = \frac{U_{\text{К.В}}(\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}; \quad (20)$$

где  $U_{\text{К.В}}(\%)$  – напряжение короткого замыкания;



$$Q_{к.в} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар} ,$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.нх}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар}; \quad (21)$$

На основании полученных данных определим стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС [12]:

$$И_{\Delta W_{ПС}} = C_{эx} T_x \times \Delta W_x + C_{эк}(t) \times \Delta W_k \quad (22)$$

где  $C_{эx}$  – стоимость электроэнергии;

$T_x$  - время работы трансформатора за год;

$\Delta W_x$  – потери электроэнергии в режиме XX;

$\Delta W_k$  - потери электроэнергии в режиме КЗ.

$$И_{\Delta W_{ПС}} = 0.12 \times 1366463 + 0.015 \times 178488.3 = 28740952 \text{ руб.}$$

В разделе определены значения потерь мощности и электрической энергии в трансформаторах подстанции.

## 5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 10 и 110 кВ на ПС «Озеро Долгое»

На рисунке 2 представлена схема замещения без токоограничивающих реакторов:

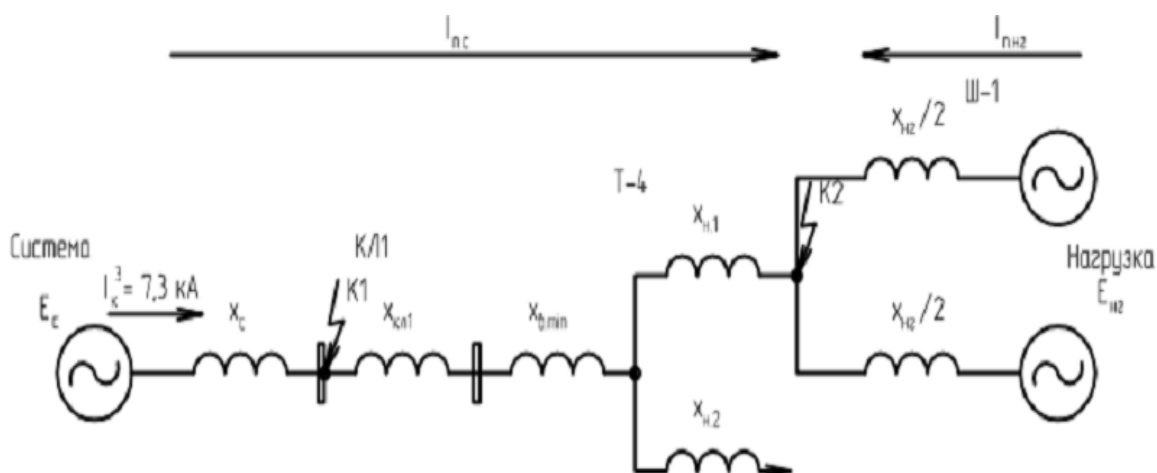


Рисунок 2 - Схема замещения без токоограничивающих реакторов

На рисунке 3 представлена схема замещения с токоограничивающими реакторами:

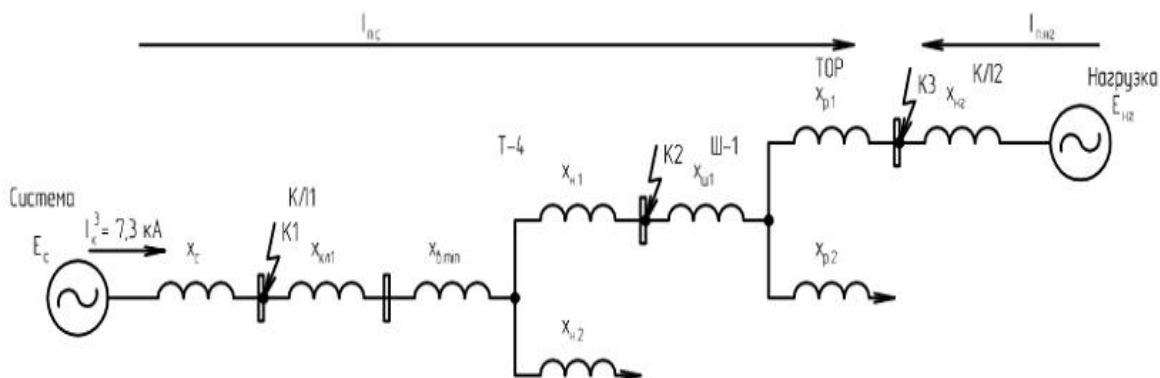


Рисунок 3 - Схема замещения с токоограничивающими реакторами

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора, приведенный к стороне НН [13]:

$$I_{\text{К.В.}}^{(3)} = I_{\text{К.В.В}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 7.3 \cdot \frac{115}{10.5} = 79.95 \text{ кА} \quad (23)$$

где  $I_{\text{К.В.В}}^{(3)}$  - значение тока КЗ на стороне ВН.

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН трансформатора:

$$x_c = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К}}^{(3)}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 79.95} = 0.076 \text{ Ом} \quad (24)$$

Сопротивление обмотки в-н трансформатора, приведенное к стороне НН [15]:

$$x_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{К.ВН-НН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{Н}}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{10.5^2}{63} = 0.184 \text{ Ом} \quad (25)$$

Сопротивление нагрузки на стороне НН трансформатора:

$$x_{\text{НГ}} = 0.35 \frac{U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НГ}}} = 0.35 \frac{10.5}{44.1} = 0.875 \text{ Ом} \quad (26)$$

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ от обобщенной нагрузки на стороне НН трансформатора [14]:

$$I_{\text{п.НГ}} = \frac{U_{\text{НН}} \cdot E''_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{НГ}}} = \frac{10.5 \cdot 0.85}{\sqrt{3} \cdot 0.875} = 5.89 \text{ кА} \quad (27)$$

Таким образом, периодическое значение тока КЗ на шинах НН трансформатора без учета токоограничивающего реактора составляет [17]:

$$I'_{к.н}^{(3)} = I'_{п.с} + I_{п.нг} = 16.11 + 5.89 = 22 \text{ кА} \quad (28)$$

Т.к. существующие выключатели ЗРУ-10 кВ имеют номинальную отключающую способность  $I_{ном.отк}=20$  кА, что меньше  $I'_{к.н}^{(3)}=22$  кА, то необходимо установить токоограничивающий реактор для снижения токов КЗ.

Необходимое минимальное сопротивление токоограничивающего реактора [16]:

$$x_p = \sqrt{\frac{U_{нн}^2}{3 \cdot (I'_{п.с} - (I'_{к.н} - I_{гом.отк}))^2}} - r_1^2 - x_\Sigma = \sqrt{\frac{10.5}{3 \cdot (16.11 - (22 - 20))^2}} - 0.000^2 - (0.0002 + 0.076 + 0.263 + 0.037) = 0.053 \text{ Ом} \quad (29)$$

Выбираем по данным каталогов сдвоенный реактор с ближайшим большим стандартным сопротивлением 0,1 Ом типа РТСТСУ10-2х2500-0,1 УХЛ4.

Периодическая составляющая тока КЗ от системы на стороне НН трансформатора с учетом токоограничивающего реактора (точка К2) может быть определена по формуле [18]:

$$I_{п.с} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3}x_\Sigma} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0.0002^2 + (0.0002 + 0.076 + 0.263 + 0.037 + 0.1)^2}} = 12.73 \text{ кА} \quad (30)$$

Периодическое значение трехфазного тока КЗ на шинах НН трансформатора с учетом токоограничивающего реактора составляет по расчетам [17]:

$$I_{к.н}^{(3)} = I_{п.с} + I_{п.нг} = 12.73 + 5.89 = 18.62 \text{ кА} \quad (31)$$

Периодическое значение двухфазного на землю тока КЗ на шинах НН трансформатора с учетом токоограничивающего реактора составляет по расчетам [19, 20]:

$$I_{\text{к.н}}^{(1.1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.н}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 18.62 = 16.13 \text{ кА} \quad (32)$$

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора:

$$i_{\text{уд.вн}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.в}}^{(3)} \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{a1}}} \right] = \sqrt{2} \cdot 7.3 \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{0.05}} \right] = 18.78 \text{ кА} \quad (33)$$

Ударный ток трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора [22]:

$$i_{\text{уд.нн}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.н}}^{(3)} \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{a2}}} \right] = \sqrt{2} \cdot 18.62 \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{0.06}} \right] = 48.62 \text{ кА} \quad (34)$$

Выполнен расчет токов короткого замыкания для проверки выбираемого оборудования на ПС.

## **6 Выбор кабеля 110 кВ от СП-110 кВ ЗРУ-110 кВ до трансформатора Т-4. Выбор кабеля 10 кВ**

### **6.1 Расчетные токи**

Для питания проектируемого трансформатора Т-4 выбираем кабель с алюминиевыми жилами и с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПВВнг(А).

$$I_{p.ут} = 0.7 \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{ном}} = 0.7 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 250 \text{ А} \quad (35)$$

Т.к. возможна двойная загрузка трансформатора в аварийном режиме, то расчетный ток утяжеленного режима на стороне 110 кВ [21]:

$$I_{p.ут} = 2 \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{ном}} = 2 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 713 \text{ А} \quad (36)$$

### **6.2 Выбор сечения кабеля 110 кВ по экономической плотности**

В соответствии с п. 1.3.25 ПУЭ выбираем сечение КЛ по экономической плотности тока по формуле:

$$S_{эк1} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{250}{1.7} = 147 \text{ мм}^2, \quad (37)$$

где  $j_{эк}=1.7 \text{ А/мм}^2$  - нормированное значение экономической плотности тока для кабелей спластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами, проложенных в воздухе, при числе часов использования максимума нагрузки в год  $3000 \text{ ч.} \leq T_{ма} \leq 5000 \text{ ч.}$

Выбираем ближайшее стандартное сечение кабеля  $185 \text{ мм}^2$

### 6.3 Проверка выбранного сечения кабеля 110 кВ по нагреву

Поверяем выбранное сечение по нагреву [23]:

$$I_{\text{дл.доп.1}} \cdot k_0 \cdot k_{\text{пер1}} \geq I_{\text{р.ут1}} \quad (38)$$

$$520 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 1.04 \cdot 1.00 = 649 \leq 748$$

где  $I_{\text{дл.доп.1}}=520$  А - длительно допустимый ток кабеля типа АПВВнг(А) с сечением  $185 \text{ мм}^2$  прокладываемого на воздухе в плоскости при заземление экрана с одной стороны ;

$k_0=1.0$  - коэффициент, учитывающий отличие температуры окружающей среды от номинальной (температуры окружающей среды - воздуха для Санкт-Петербурга принята  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ );

$k_{\text{пер1}}= 1.2$  - коэффициент перегрузки для кабеля, прокладываемого на воздухе.

$k_2=1.04$  - коэффициент для пересчета длительно допустимых токов в зависимости от глубины прокладки кабелей 110 кВ.

$k_3= 1.00$  - коэффициент к длительно допустимым токам в зависимости от теплового сопротивления грунта.

Следовательно, кабель сечением  $185 \text{ мм}^2$  неустойчив к нагреву током утяжеленного режима, проверим аналогично кабель сечением  $240 \text{ мм}^2$

$$609 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 1.04 \cdot 1.00 = 760 \geq 748,$$

где  $I_{\text{дл.доп.2}}= 609$  А - длительно допустимый ток кабеля типа АПВВнг(А) сечением  $240 \text{ мм}^2$ , прокладываемого на воздухе в плоскости при заземлении экрана с одной стороны.

Таким образом, выбранное сечение кабеля устойчиво к нагреву током утяжеленного режима, принимаем кабель сечением  $240 \text{ мм}^2$ .

#### 6.4 Выбор сечения кабеля 10 кВ по экономической плотности

Сечение КЛ-2 по экономической плотности тока [24]:

$$S_{\text{эк2}} = \frac{I_{\text{р2}}}{j_{\text{эк2}}} = \frac{637}{3.1} = 205.5 \text{ мм}^2, \quad (39)$$

где  $j_{\text{эк2}} = 3.1 \text{ мм}^2 \text{ А/мм}^2$  - нормированное значение экономической плотности тока для кабелей с пластмассовой изоляцией с медными жилами, проложенных в воздухе, при числечасов использования максимума нагрузки в год  $3000 \text{ ч.} \leq T_{\text{ма}} \leq 5000 \text{ ч.}$

Выбираем для КЛ-2 ближайшее стандартное сечение кабеля  $240 \text{ мм}^2$

#### 6.5 Проверка выбранного сечения кабеля 10 кВ по нагреву

$$I_{\text{дл.доп.2}} \cdot k_0 \cdot k_{\text{пер2}} \cdot k_{\text{л2}} \cdot k_3 \geq I_{\text{р.ут2}} \quad (40)$$

$$654 \cdot 1.0 \cdot 0.90 \cdot 1.0 = 714.2 < 1273 ,$$

где  $I_{\text{дл.доп.2}} = 654 \text{ А}$  длительно допустимый ток кабеля типа ПвВнг(А)-LS сечением  $185 \text{ мм}^2$ , прокладываемого на воздухе в плоскости;

$k_{\text{л2}} = 0.90$  - поправочный коэффициент, учитывающий количество цепей(две цепи) и способ прокладки бельных линий в кабельных сооружениях(открыто по стенам).

Такимм образом, выбранное сечение кабеля для КЛ-2 по экономической плотности тока неустойчиво к нагреву током утяжеленного режима.

Проверим кабель типа ПвВнг(А)-LS сечением  $630 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током  $I_{\text{дл.доп.2}} = 1213 \text{ А}$  :



$$1213 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 0.90 = 1324.6 > 1273$$

Таким образом, по условию устойчивости к нагреву током утяжеленного режима для кабельной линии КЛ-2 выбираем сечение кабеля 630 мм<sup>2</sup>.

## 6.6 Выбор шины от трансформатора Т-4 до токоограничивающих реакторов

На стороне 10 кВ предполагается применение алюминиевой шины на участке от трансформатора до реактора. На участке от реактора до ячеек 10 кВ предполагается применение кабеля с алюминиевыми жилами и с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвВнг(А)-LS.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву.

Проверка выбранного сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ.

Конечная температура нагрева шины при коротком замыкании  $\vartheta_{\text{кон}}$  должна быть меньше или равна кратковременно допустимой температуре  $\vartheta_{\text{кр.доп}}$

$$\vartheta_{\text{кон}} \leq \vartheta_{\text{кр.доп}}$$

$\vartheta_{\text{кр.доп}}$  - для алюминиевых шин равна 200° С

Определим  $\vartheta_{\text{нач}}$

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 (\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0.\text{ном}}) \cdot \left[ \frac{I_{\text{раб.ут}}}{I_{\text{дл.доп}}} \right] = 5 + (70 - 25) \cdot \left[ \frac{1273}{2070} \right] = 22.02 \quad (41)$$

$$A_{\vartheta.\text{нач}} = 0.5 \cdot 10^4 \text{А}^2 \cdot \text{с/мм}^4$$

Расчитаем  $A_{\vartheta_{\text{кон}}}$  [25]:

$$A_{\vartheta_{\text{кон}}} = \frac{1}{s^2} \cdot B + A_{\vartheta_{\text{нач}}} = \frac{1}{1200^2} \cdot 45.54 \cdot 10^6 + 0.5 \cdot 10^4 = 0.50 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с/мм}^4 \quad (42)$$

$$\vartheta_{\text{кон.А}} \approx 80 \text{ }^\circ\text{C}$$

$\vartheta_{\text{кон}} = 80 \leq \vartheta_{\text{кр.доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$ , следовательно, шины с сечением  $120 \times 10 \text{ мм}^2$  устойчивы к токам КЗ.

## 6.7 Выбор способа заземления экранов кабелей 10 кВ

Предполагается прокладка кабеля в плоскости. Наружный диаметр кабеля ПвВнг(А)-LS 1х630/50 составляет  $D=59,4 \text{ мм}$ . Диаметр экрана  $d_{\text{э}}=48,3 \text{ мм}$ .

Расстояние между осями соседних фаз для КЛ-2  $d_{\text{AB}}= d_{\text{BC}}= 0,5d_{\text{AC}}=130 \text{ мм}$ .

Эквивалентное расстояние между осями фаз кабеля для КЛ-2:

$$s_2=1,26 \cdot d_{\text{AB}}=1,26 \cdot 130=163,8 \text{ мм}$$

Отсюда:

$$s_2/d_{\text{э}}=163,8/48,3=3,39$$

находим для симметричного режима напряжение относительно земли, наводимое на экран кабеля при заземлении с одной стороны в утяжеленном режиме для КЛ-2 [26]:

$$U_{\text{э.кз.2}} = U_{\text{э}}^* \cdot \frac{I_{\text{к.н}}^3}{1000} \cdot \frac{L_3}{1000} = 120 \cdot \frac{18620}{1000} \cdot \frac{155}{1000} = 346.3 \text{ В} \quad (43)$$

За допустимое напряжение на экране в режиме КЗ принимаем половину величины испытательного напряжения экрана кабеля –  $0,5 \cdot 10000=5000 \text{ В}$ .

Напряжение относительно земли, наводимое на экраны кабелей при заземлении с двух сторон будет примерно равно нулю как в рабочем режиме, так и в режиме КЗ.

Ток в экране кабеля при заземлении с двух сторон в утяжеленном режиме КЛ 2:

$$I_{\text{Э.ут.2}} = \frac{I_{\text{Э.ут.2}}}{I_{\text{р.ут3}}} \cdot I_{\text{р.ут2}} = 0.28 \cdot 1273 = 356.44 \text{ А} \quad (44)$$

Аналогично ток в экране кабеля при заземлении с двух сторон при трехфазном КЗ за кабелем для КЛ-2:

$$I_{\text{Э.кз.2}} = \frac{I_{\text{Э.укз.2}}}{I_{\text{К.В}}^3} \cdot I_{\text{К.В}}^3 = 0.28 \cdot 18620 = 5213.6 \text{ А} \quad (45)$$

Ток в экране при заземления с одной стороны в виду отсутствия замкнутого контура будет равен нулю.

Выводы по разделу: напряжение в экранах кабелей при заземлении с одной стороны не превышает допустимое в нормальном/утяжеленном режиме, а также в режиме КЗ, и в свою очередь заземление экрана кабеля с двух сторон приводит к возникновению значительных токов в экранах, следовательно к нежелательному дополнительному, опасному нагреву кабелей и дополнительным потерям, принимаем решение заземление экрана кабеля выполнить с одной стороны (в точках подключения к ячейкам 10 кВ).

## 7 Выбор оборудования 110 и 10 кВ

Выключатели выбираются по категории размещения и климатическому исполнению по ГОСТ15150-69 и ГОСТ15543-70, классу напряжения линии, номинальному длительному току, номинальному кратковременному току короткого замыкания в течение 3с, ударному току короткого замыкания и т.д.

Выбор параметров выключателя типа ВГТ-110 представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Выбор параметров выключателей типа ВГТ-110

Критерий выбора	Параметры выключателя	Условие	Расчетные данные
1. По номинальному напряжению	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c = 110 \text{ кВ}$
2. По номинальному току	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{р.ут1}} = 713 \text{ А}$
3. По номинальной Отключающей способности	$I_{\text{ном.отк}} = 40 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{к}}^{(3)} = 7.3 \text{ кА}$
4. По номинальному асимметричному току отключения	$\sqrt{2I_{\text{ном.отк}}(1 + \beta_{\text{ном}})}$ $= 79.9 \text{ кА}$	$>$	10.51 кА
5. По электродинамической стойкости	$I_{\text{ном.д.ст}} = 100 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{уд.вн}}$

Выбираем выключатель типа ВГТ-110-40/2000 У1 с пружинным приводом.

Колонковый выключатель типа ВГТ-110-40/2000У1 представлен на рисунке 4.

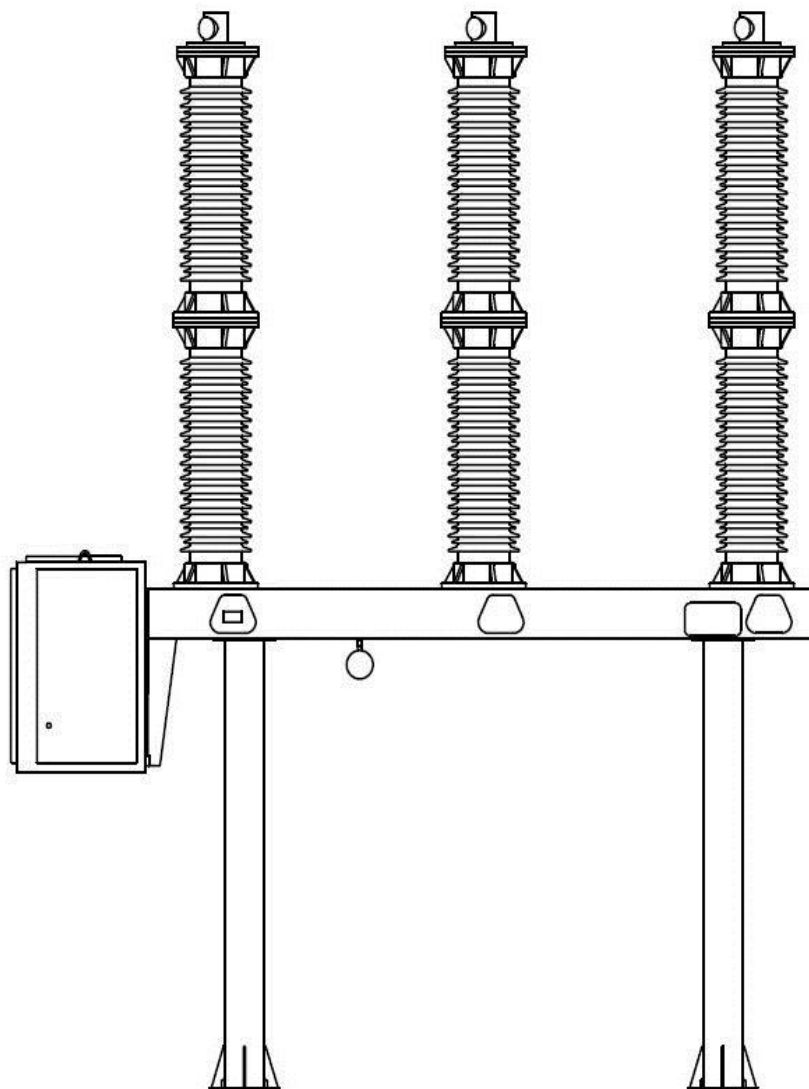


Рисунок 4 - Колонковый выключатель типа ВГТ-110-40/2000

Технические данные производителя колонкового выключателя типа ВГТ-110 кВ представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические данные производителя колонкового выключателя типа ВГТ-110 кВ

Наименование параметра	ВГТ-110-40/3150У1
$U_{\text{ном}}$ , кВ	115
$I_{\text{ном}}$ , А	2000
$I_{\text{дин}}$ , кА 3 сек	40
$I_{\text{период}}$ , кА	40
$V_{\text{к}}$ , кА	100
$t_{\text{выкл.соб}}$ , сек	0,03
$t_{\text{выкл.пол}}$ , сек	0,045
$t$ – окружающего воздуха, С	+45°, -45°
принцип гашения дуги	Автокомпрессионный
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

### 7.1 Выбор разъединителя типа РГН-110

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовым выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки» [5].

Основные технические характеристики разъединителей аналогичны характеристикам выключателей. Разъединители выбираются по номинальному напряжению, номинальному току электроустановки, климатическому исполнению по ГОСТ15543-70, типу атмосферы по ГОСТ 15150-69, току термической стойкости в течение 3с.

Выбор параметров разъединителя типа РГН-110/1000УХЛ1 представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Выбор параметров разъединителя РГН-110

Критерий выбора	Параметры разъединителя	Условие	Расчетные данные
1. По номинальному напряжению	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=110 \text{ кВ}$
2. По номинальному току	$I_{\text{ном}}= 1000 \text{ А}$	$>$	$I_{p, \text{ут1}}=713 \text{ А}$
3. По электродинамической стойкости	$I_{\text{ном.д.ст}}=80 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{уд.вн}}=18.78 \text{ кА}$
4. По термической стойкости	$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{т.ст}}=40^2 \cdot 3=$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{\text{к1}}^{(3)} = 5.68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный разъединитель отвечает всем требованиям.

Выбранный разъединитель представлен на рисунке 5.

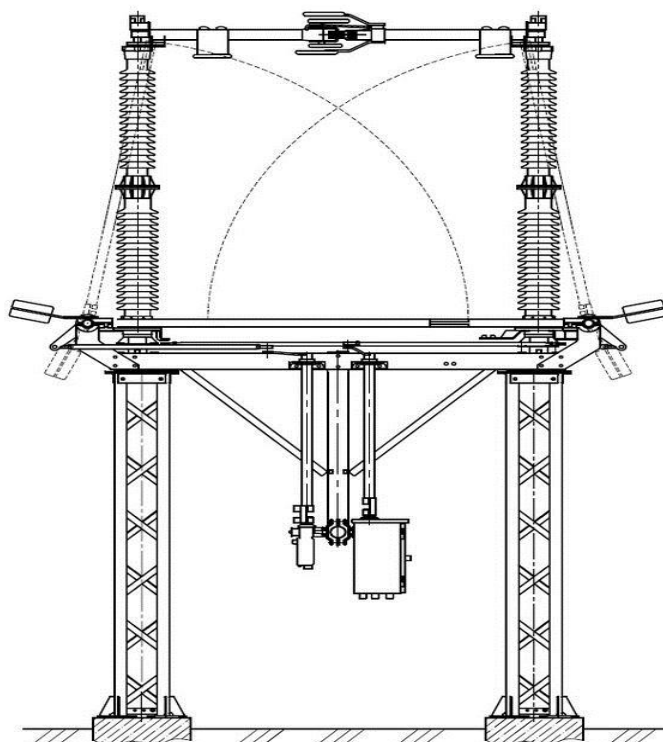


Рисунок 5 - Разъединитель типа РГН-110/1000УХЛ1

## 7.2 Выбор параметров ОПН 110 кВ

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{нр}$ , нормируемого ГОСТ 721-89 для сети 110 кВ:

$$U_{нр} = 1.1 \frac{U_p}{\sqrt{3}} = 1.1 \frac{126}{\sqrt{3}} = 80.1 \text{ кВ} \quad (46)$$

где 1.1- коэффициент дополнительного повышения напряжения при несимметричных КЗ. Из табличных значений выбираем ближайшее наибольшее напряжение ограничителя  $U_{нро}$

$$U_{нро} = 88 \text{ кВ}$$

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ.

Ограничители имеют ток срабатывания противовзрывного устройства и номинальный разрядный ток 40 кА и 10 кА соответственно, что больше тока трехфазного КЗ на шинах ВН подстанции(3,83 кА), и соответствуют приведенным выше требованиям.

Выбор класса энергоемкости.

При отсутствии специальных указаний по выбору класса энергоемкости выбирают наиболее экономичный и проводят проверку на соответствие условиям эксплуатации.

Проверка ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся



перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

Для ограничителей, установленных на шинах или трансформаторах, которые по схеме ОРУ не коммутируются вместе с линией, определяющими являются квазиустановившиеся перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах подстанции. В случае эффективного заземления нейтрали принимаем  $U_y \leq 1/4 U_\Phi$

$$U_y = 1.4 \frac{U_d}{\sqrt{3}} = 1.4 \frac{115}{\sqrt{3}} = 93 \text{ кВ} \quad (47)$$

Средняя длительность квазиустановившихся перенапряжений в таком режиме  $t_y = 4 \text{ с}$

Допустимые временные перенапряжения ограничителя ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1 в течение 1 с и 10 с соответственно равны  $U_{\text{вно1с}} = 119 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{вно10с}} = 112 \text{ кВ}$ . Выбранный ОПН проходит по условиям работы в квазиустановившихся режимах.

Проверка номинального напряжения ОПН.

Определенная выше величина квазиустановившихся перенапряжений  $U_y$  и соответствующие им длительности  $t_y$  следует сопоставить с характеристикой повышения напряжения-время для случая с предварительным нагружением энергией для выбранного типа ограничителя.

$$U_H = \frac{U_y}{T_r} = \frac{93}{1.12} = 83 \text{ кВ} \quad (48)$$

$$U_{\text{ном}} > U_H$$

$$112 > 83.$$

Квазиустановившемуся напряжению  $U_y = 93 \text{ кВ}$  соответствуют:

$$T_{ry} = \frac{93 \text{ кВ}}{108 \text{ кВ}} = 0.86 \quad (49)$$

Согласно расчетам, квазиустановившееся перенапряжение ОПН может выдерживать в течение длительного времени ( $t_{\text{внo}} = \infty$ ), т.е.

$$t_{\text{внo}} > t_y.$$

Выбранный ОПН соответствует заявленным требованиям.

ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1 представлен на рисунке 6.

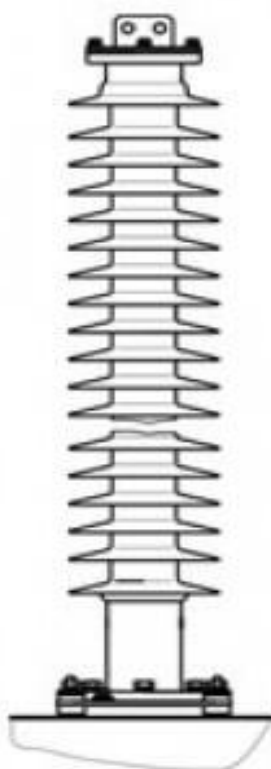


Рисунок 6- ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1

Существующая ошиновка ЗРУ-110 кВ выполнена гибкой (провод АС 500/64). В этой связи, в целях унификации ошиновка реконструируемой перемычки также предусмотрена из провода АС 500/64.

### 7.3 Выбор оборудования 10 кВ

На стороне низшего напряжения подстанции на секциях ЗРУ-10 кВ пристыковываются четыре ячейки ввода типа К-304. Тип ячеек в целях унификации принят аналогичным существующим.

Выбор параметров оборудования ячеек 10 кВ представлен в таблице 6.

Таблица 6 - Выбор оборудования ячеек 10 кВ

Критерий выбора	Параметры оборудования	условие	Расчетные данные
1. По номинальному напряжению	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=10 \text{ кВ}$
2. По номинальному току выключателя	$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$>$	$I_{p, \text{утЗ}}=1273 \text{ А}$
3. По номинальному току отключения высоковольтного выключателя	$I_{\text{ном.отк}}=31.5 \text{ кА}$	$>$	$I_{k2}^{(3)} = 18.62 \text{ кА}$
4. По электродинамической стойкости	$i_{\text{ном.д.ст}}=51 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{уд.нн}}=48.62$
5. По термической стойкости	$I_{\text{т.ст}}^2 \cdot t_{\text{т.ст}}=31.5^2 \cdot 3=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{k2}^{(3)} = 45.54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем выключатель типа ВБЭК-10-31,5/2500, данный выключатель отвечает всем требованиям.

Данный выключатель представлен на рисунке 7.

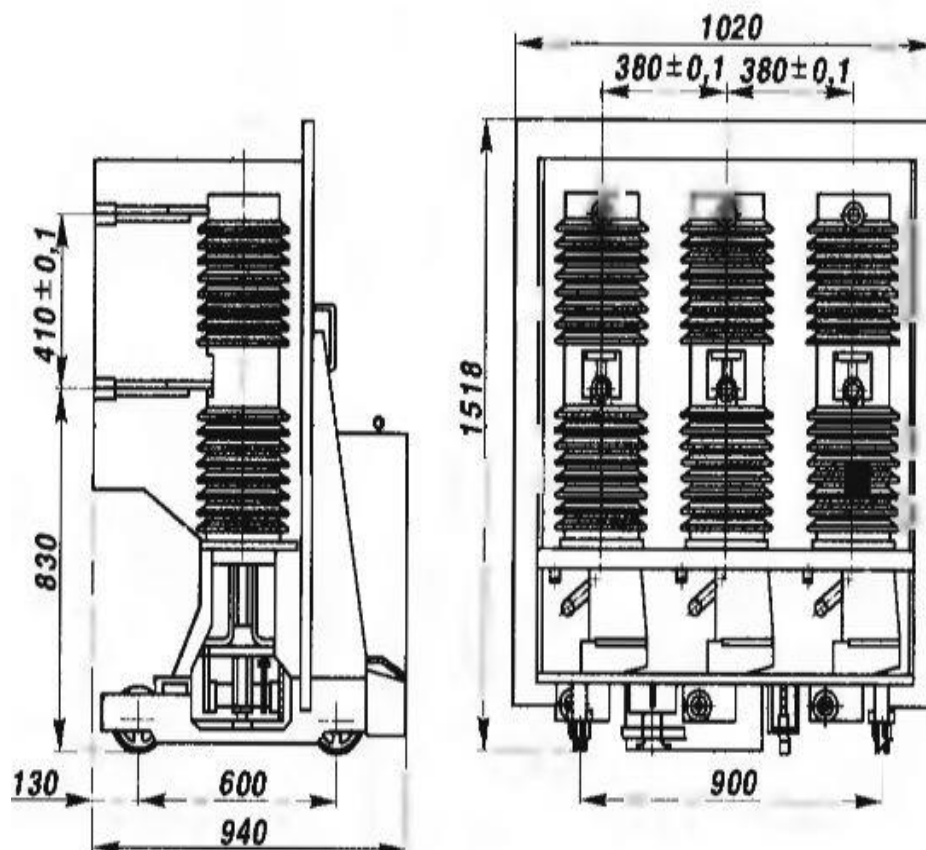


Рисунок 7 - Размеры выключателя типа ВБЭК-10-31,5/2500

Выбор параметров трансформаторов напряжения представлен в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор параметров трансформаторов напряжения

Критерий выбора	Параметры оборудования	Условие	Расчетные данные
1. По номинальному первичному напряжению	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=10 \text{ кВ}$
2. По нагрузке на фазу	$S_{2\text{ном}}=630 \text{ В}\cdot\text{А}$	$>$	$S_{2p}=1.7 \text{ В}\cdot\text{А}$
3. По требуемому классу точности	0.5	$\geq$	0.5

Выбираем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЦ-10, данные трансформаторы отвечают всем требованиям.

Внешний вид трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЦ-10 представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 - Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10

Выбор трансформаторов тока представлен в таблице 8.

Выбираем трансформатор тока ТОЛ –СЭЦ–10 ,который удовлетворяет всем параметрам.

Таблица 8 - Выбор параметров ТТ

Критерий выбора	Параметры оборудования	Условие	Расчетные данные
1. По номинальному напряжению сети	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c = 10 \text{ кВ}$
2. По номинальному первичному току	$I_{\text{ном.т.т}} = 3000 \text{ А}$	$>$	$I_{\text{р.уг2}} = 2546 \text{ А}$
3. По нагрузке вторичной обмотки	$S_{2\text{ном}} = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$	$>$	$S_{2\text{р}} = 19.1 \text{ В} \cdot \text{А}$
4. По кратности допустимого тока внутренней динамической стойкости	$K_{\text{дин}} = 11$	$\geq$	$\frac{i_{\text{уд.нн}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.т.т}}} = \frac{48.6}{\sqrt{2} \cdot 3} = 11$
5. По кратности односекундного тока термической стойкости	$K_{\text{т.ст}} = 50$	$>$	$\frac{I_{\text{к.н}}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{отк.кз}}}}{I_{\text{ном.т.т}} \sqrt{t_{\text{т.ст}}}} = \frac{18.62 \cdot \sqrt{0.08}}{3.0 \cdot \sqrt{3}} = 1.01$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ –СЭЦ–10 , который удовлетворяет всем параметрам.

На рисунке 9 представлен ТТ типа ТОЛ.



Рисунок 9 - Трансформатор тока типа ТОЛ

Номинальное напряжение сети -10 кВ, максимальный ток короткого замыкания на шинах 10 кВ -18,6 кА.

В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения.

Из табличных выбираем ближайшее наибольшее напряжения ограничителя  $U_{нро}$  :

$$U_{опн}=U_{нро}=12.7 \text{ кВ}$$

и пропускную способность не менее 650 А.

Номинальный разрядный ток ОПН принимается 10 кА.

Ток взрывобезопасности ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения тока трехфазного короткого замыкания в месте установки ограничителя.

$$I_{взр} = \frac{18.6}{10} + 18.6 = 20.46 \text{ A} \quad (50)$$

В соответствии с заданными параметрами для установки в ячейках ЗРУ-10 кВ приняты ограничители ОПН-П1-10/12,7/10/3 УХЛ1 на ток КЗ 18,6 кА.

Общий вид и габаритные размеры ОПН представлены на рисунке 10.

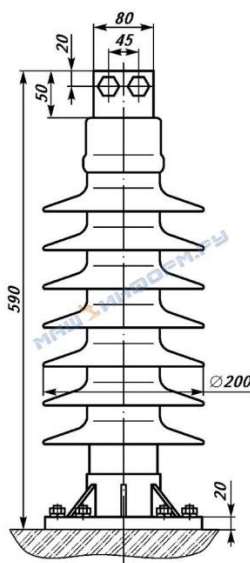


Рисунок 10 -Общий вид и габаритные размеры ОПН-П1-10/12,7/10/3 УХЛ1

Выбор параметров токоограничивающих реакторов 10 кВ представлен в таблице 9.

Таблица 9 - Выбор параметров токоограничивающих реакторов 10 кВ

Критерий выбора	Параметры оборудования	Условие	Расчетные данные
1.По номинальному напряжению сети	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=10 \text{ кВ}$
2.По номинальному току одной ветви	$I_{ном}=2500 \text{ А}$	$>$	$0.675 \cdot I_{н.т}/2=1228 \text{ А}$



Продолжение таблицы 9

3. По индуктивному сопротивлению	$X_{ном.р}=0.1 \text{ Ом}$	>	$X_p=0.053 \text{ Ом}$
4. По электродинамической стойкости	$I_{ном.д.ст}=50 \text{ кА}$	>	$I_{уд.нн}=48.62 \text{ кА}$
5. По термической стойкости току КЗ	$I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст} = 31.0^2 \cdot 5 = 4805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{к2}^3 = 45.54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Примечание- $I_{н.т}/2= 1819 \text{ А}$ - номинальный ток расщепленной ветви трансформатора на стороне НН.			

Выбираем сдвоенный токоограничивающий реактор РТСТСУ- 10-2х2500-0,1

Вид токоограничивающего реактора представлен на рисунке 11.

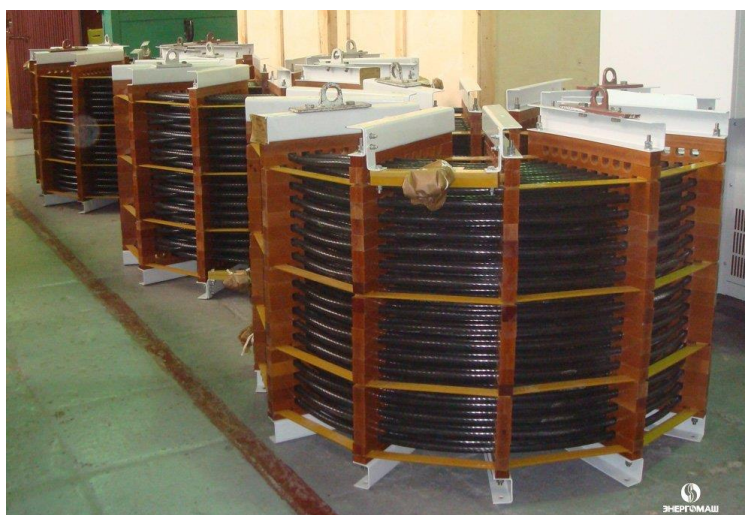


Рисунок 11 - Вид токоограничивающего реактора

Выводы по разделу: выбрано по номинальным параметрам и проверено на электродинамическую и термическую стойкость основное электрооборудование подстанции «Озеро Долгое».

## 8 Заземление

В целях выравнивания электрического потенциала и присоединения вновь устанавливаемого трансформатора Т-4 к заземляющему устройству ПС-110/10 кВ «Озеро Долгое», вокруг маслоприемника Т-4 прокладываются продольные и поперечные заземлители, объединенные в сетку. Данная сетка присоединяется к существующему контуру заземления ПС-110/10 кВ «Озеро Долгое».

В качестве горизонтальных заземлителей используется стальная полоса сечением 5x40 мм. Глубина заложения горизонтальных заземлителей не менее 0,5 м от поверхности земли.

Для отвода ударов молнии в землю предусматривается отдельное независимое заземление вновь устанавливаемой молниеприемной мачты, не присоединяемое к контуру заземления ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое». Это заземление выполняется горизонтальными заземлителями из полосовой стали сечением 5x40 мм и вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 18 мм длиной 5 м.

Вновь устанавливаемое оборудование в здании закрытой ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» присоединяется к существующему внутреннему контуру заземления. К заземляющему устройству присоединяются все нетоковедущие металлические части оборудования: металлоконструкции, стойки, корпуса трансформаторов. Все соединения элементов заземляющего устройства, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Места соединения стыков после сварки должны быть окрашены.

Открыто проложенные заземляющие проводники выполнить с антикоррозионной защитой из двух слоев эмали ХВ-124 черного цвета по ГОСТ 10144-89 по двум слоям грунтовки ФЛ-03К по ГОСТ 9109-81.

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 подстанция ПС110/10 кВ «Озеро Долгое» классифицируется как

специальный объект с ограниченной опасностью. Защита вновь устанавливаемого трансформатора Т-4 от прямых ударов молнии осуществляется с помощью отдельно стоящего молниеприемника, устанавливаемого на железобетонной стойке (серия 3.407.9-172. Проекторные мачты и отдельно стоящие молниеотводы).

Расчет зоны защиты оборудования ПС выполнен для степени надежности защиты  $R_3=0,99$  для двойных стержневых молниеотводов.

Выводы по разделу: в качестве токоотводов используются металлоконструкции железобетонной стойки (полоса стальная 4x40 мм). Для защиты оборудования ОРУ 110 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителей перенапряжений на выводах трансформаторов Т1 и Т2. В РУ 10 кВ также устанавливаются ОПН для защиты от перенапряжений.

## Заключение

В данной работе произведена реконструкция электрической части подстанции ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое».

ПС 110/10 кВ «Озеро Долгое» является источником питания Приморского района города Санкт-Петербург.

В связи с ростом застройки данного района, и заявкам на технологическое подключение, были выполнены расчеты, установлен дополнительный трансформатор ТРДН 63000/110/10, перемычка с двумя выключателями на случай если один из трансформаторов выйдет из строя, вновь установленный трансформатор Т-4 будет включен в работу, таким образом в работе всегда будут оставаться 2 трансформатора.

Определены затраты на оплату потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции «Озеро Долгое», которые составили 28,7 млн.руб.

Найдены значения токов короткого замыкания на основании которых была обоснована необходимость установки на подстанции токоограничивающих реакторов.

Определены необходимые значения сопротивлений выбранных токоограничивающих реакторов и произведён расчёт токов короткого замыкания с учётом дополнительных сопротивлений

Выбранное оборудование ЗРУ-110 кВ и 10 кВ на ПС 110/10 кВ отвечает всем требованиям к современному исполнению системы электроснабжения.

Для защиты оборудования ОРУ 110 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителей перенапряжений на выводах трансформаторов Т1 и Т2.

В РУ 10 кВ также устанавливаются ОПН для защиты от перенапряжений.

## Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
2. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района: монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Данилов М.И., Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс]: учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 10.05.2021).
5. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
6. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.

9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
10. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
11. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
12. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.
13. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» (для версий 3.00 и новее) [Электронный ресурс] : URL: <http://s.siteapi.org/14956361ff1a9ce.ru/docs/b484ba057e0f7cee3d0d78bae991fd8f45a989b9.pdf> (дата обращения: 16.04.2021).
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
16. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
17. Artemenko M. Y., Polishchuk S. Y., Mykhalskyi V. M., Shapoval I. A. Apparent power decompositions of three-phase power supply system to develop control algorithms of shunt active filter // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). Kiev. 2017. pp. 495-499.
18. Bayliss C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newness, 2012. 1180 p.

19. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.
20. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 p.
21. Hewitson Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books). Newnes, 2005. 290 p.
22. Lakervi E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 p.
23. Lukutin B. V., Shandarova E. B., Fuks I. L. Energy efficiency of photovoltaic power plants in stand-alone power supply systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Chelyabinsk. 2016. pp. 1-5.
24. Mcdonald J. D. Electric Power Substations Engineering. Miami: CRC PressTaylor& Francis Group, 2012. 593 p.
25. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
26. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. - Cengage Learning, 2014. 400 p.