

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 подстанции 110/10 кВ  
«Шелковая»»

Студент

А.П. Черемных

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2020

## **Аннотация**

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена по теме «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Шелковая». При выполнении работы был построен годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели. Произведено сравнение двух вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности и выбран оптимальный по приведенным затратам. Произведено обоснование выбранной схемы подстанции. Рассчитаны значения токов короткого замыкания. Выбраны основные электрические аппараты на ГПП и проверены на электродинамическую и термическую стойкость к воздействию токов короткого замыкания. Выбраны типы релейной защиты, устанавливаемой на подстанции и рассчитаны ее уставки. Определены мощности системы собственных нужд подстанции. Рассчитаны параметры молниезащиты подстанции.

ВКР включает в себя пояснительную записку, состоящую из 55 страниц, включая 3 таблицы, 4 графических рисунка и шести чертежей стандартного формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1. Характеристика подстанции .....	5
2. Расчет перспективных нагрузок подстанции и построение годового графика нагрузки .....	6
3. Выбор оптимальной мощности трансформаторов ГПП по минимуму приведенных затрат .....	8
4. Обоснование схемы ГПП .....	18
5. Определение значений токов КЗ .....	19
6. Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основных электрических аппаратов на ГПП.....	24
7. Расчет уставок релейной защиты трансформаторов .....	40
8. Определение нагрузок системы СН ГПП .....	49
9. Определение параметров молниезащиты ГПП.....	50
Заключение .....	52
Список используемых источников.....	53

## Введение

В настоящее время городские микрорайоны многоквартирных жилых домов являются крупными потребителями электрической энергии сравнимыми по наиболее важным энергетическим показателям с промышленными предприятиями. Это объясняется наличием в многоквартирных домах (МКД) большого количества мощной бытовой техники, а также размещением в микрорайонах энергоёмких объектов инфраструктуры. К таким объектам относятся:

- тяговые трансформаторные подстанции электротранспорта;
- насосные станции водопровода и канализации;
- крупные спортивные комплексы;
- больничные комплексы;
- современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищевыми блоками;
- современные крупные магазины и т.п.

Основными задачами, решаемыми при проектировании энергоэффективных систем электроснабжения городских микрорайонов с МКД, являются: оптимизация параметров схемы путем обоснованного выбора рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения; определение электрических нагрузок и выполнения требований по обеспечению бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, конструкций электрических сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения [1-3].

Цель ВКР заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей города, получающих питание от подстанции, путем повышения ее пропускной способности и установки нового современного оборудования.

## 1 Характеристика подстанции

Главная понизительная подстанция «Шелковая» имеет классы напряжения 110 кВ на стороне высокого напряжения и 10 кВ на стороне низкого напряжения. Подстанция обеспечивает питание потребителей Дзержинского района города Оренбурга. На рисунке 1.1 представлено расположение подстанции и план питаемого микрорайона города.

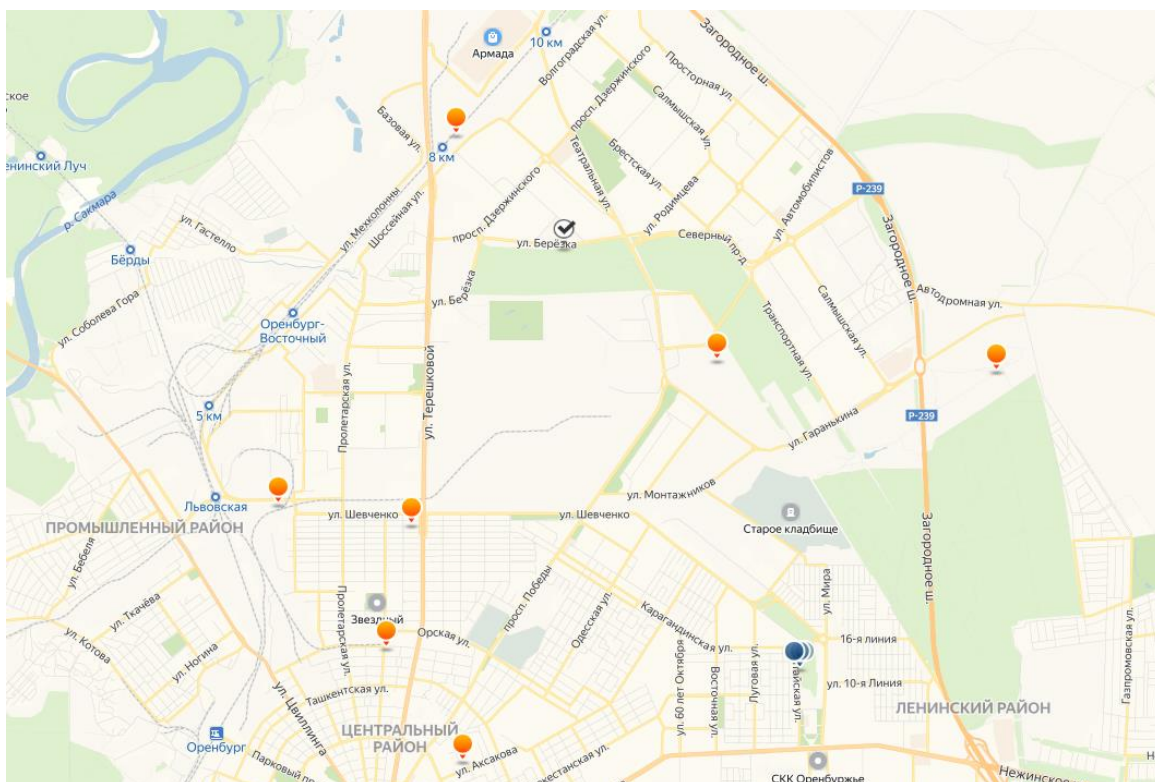


Рисунок 1.1 – План расположения подстанции «Шелковая» на карте города Оренбурга

Подстанция введена в эксплуатацию в 1982 году и до настоящего момента не подвергалась реконструкции. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-25000/110/10 загрузка которых по данным карты загрузки центров питания Оренбургаэнерго составляет 95%. Основным потребителем электрической энергии является жилая застройка, относящаяся ко 2й категории по надежности электроснабжения.

Вывод: дана характеристика подстанции.

## 2 Расчет перспективных нагрузок подстанции и построение годового графика нагрузки

Используя годовой упорядоченный график нагрузки подстанции находим объем потребленной электроэнергии за год [4-6]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (2.1)$$

$$W_{nc} = 48.549 \cdot 1000 + 40.919 \cdot 2000 + 35.024 \cdot 2000 + 29.823 \cdot 1760 + 24.968 \cdot 2000 = \\ = 302859.4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Число часов использования максимума нагрузки определяем путем деления годового электропотребления на значение максимума нагрузки за год:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max.nc}}; \quad (2.2)$$

$$T_m = \frac{302859.4}{48.549} = 6238.3 \text{ ч.}$$

Значение коэффициента заполнения графика нагрузки находится как отношение числа часов использования максимума нагрузки к годовому числу часов работы подстанции:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{6238.3}{8760} = 0.712.$$

На рисунке 2.1 приведен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции по полной мощности пересчитанный из графика активной

мощности через среднее за год значение коэффициента мощности нагрузки подстанции.

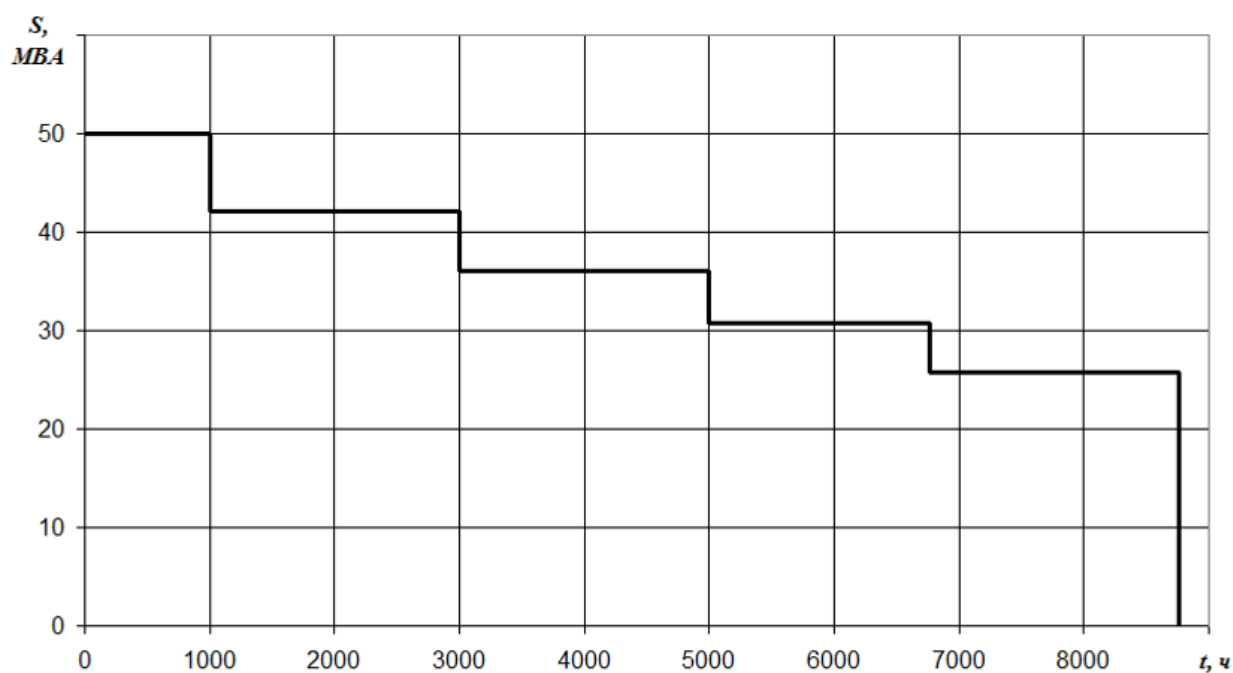


Рисунок 2.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции 110/10 кВ «Шелковая» по полной мощности

Вывод: данные о максимальной нагрузке, а также величина нагрузки на каждой ступени годового графика и ее продолжительность используются при выборе номинальной мощности силовых трансформаторов подстанции.

### 3 Выбор оптимальной мощности трансформаторов ГПП по минимуму приведенных затрат

В ПЭЭП для сухих и масляных трансформаторов приводятся значения допустимой аварийной перегрузки по току (мощности) и ее длительности, которые справедливы при всех системах охлаждения, любой предшествующей нагрузке и температуре охлаждающей среды (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Допустимая аварийная перегрузка и ее длительность по ПЭЭП

	Допустимая перегрузка, %, продолжительность, мин.				
Масляные	30/120	45/80	60/45	75/20	100/10
Сухие	20/60	30/45	40/32	50/18	60/5

В пункте 2.1.22 ПЭЭП допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

Поскольку от подстанции «Шелковая» получают питание потребители, относящиеся в основном ко II категории по надежности электроснабжения, но имеются также и электроприемники I категории, то выбираем для установки на ГПП два силовых трансформатора с номинальной мощностью каждого больше [7, 8]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{РП} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (3.1)$$

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 50050 \cdot \frac{1}{1,4} = 28600 \text{ кВА.}$$



Из диапазона номинальных мощностей силовых трансформаторов, стандартно выпускаемых заводами-изготовителями, принимаем для дальнейшего рассмотрения вариант с установкой двух трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10 и двух трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10.

### 3.1 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Шелковая» 2 трансформаторов типа ТРДН -40000/110/10/10

Используя каталоги завода-изготовителя находим паспортные данные для выбранного трансформатора и его приблизительную стоимость:

$$\Delta P_{XX} = 35 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{K3} = 169 \text{ кВт}, \quad i_{XX} = 0.57 \%, \quad u_{K3} = 10.5 \%, \\ K_T = 40111 \text{ тыс. руб.}$$

Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX [9, 10]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.2) \\ \Delta P_x' = 35 + 0.05 \cdot 228 = 46.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.3) \\ \Delta Q_x = 0.57 \cdot 40000 / 100 = 228 \text{ квар}, \\ K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток:

- 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{к.б} = 1.3 \cdot 40000 / 100 = 525 \text{ квар},$$

$$U_{к.б\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.5)$$

$$U_{к.б\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.б} = \Delta P_{к.б} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.б}, \quad (3.6)$$

$$\Delta P'_{к.б} = 0 + 0.05 \cdot 525 = 26.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- 10 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном\ T} / 100, \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.8)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (3.9)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 338 + 0.05 \cdot 7350 = 705.5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 169 = 338 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{з.б} = \frac{50050}{40000} = 1.25.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.12)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{25025}{40000} = 0.63.$$

Определим приведенные потери активной мощности в СТ из выражения:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}} , \quad (3.13)$$

$$P_m^{\dot{}} = 46.4 + 1.25^2 \cdot 26.3 + 0.63^2 \cdot 705.5 + 0.63^2 \cdot 705.5 = 639.8 \text{ кВт}.$$

Используя значения ступеней годового графика нагрузки определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП за год:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i +$$

$$+ \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P_{к.6}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \quad (3.14)$$

Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП заносим в таблицу 3.1.

Зная объем годовых потерь электрической энергии в трансформаторах находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (3.15)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1381028 + 812928) \cdot 2.471 = 5421 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 3.1 - Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП «Шелковая» при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН -40000/110/10/10

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	92800	1.251	0.626	0.626	20549	138069	138069
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	185600	1.055	0.527	0.527	29196	196170	196170
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	185600	0.903	0.451	0.451	21390	143718	143718
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	163328	0.769	0.384	0.384	13647	91696	91696
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	185600	0.644	0.322	0.322	10870	73036	73036
$\Sigma \Delta W_{xi} = 812928$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1381028$		

Найдем приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_{\text{э}} + И_{\Delta WTC}, \quad (3.16)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 80221.24 + 7541 + 5421 = 33017 \text{ тыс.руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 40110.62 = 80221.24 \text{ тыс.руб.}$  – стоимость по данным завода-изготовителя 2х СТ типа ТРДН-40000/110/10/10;

$И_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 80221.24 = 7541 \text{ тыс.руб.}$  – суммарные годовые издержки.

### 3.2 Определение приведенных затрат при установке на ГПП «Шелковая» 2 трансформаторов типа ТРДН -63000/110/10/10

Используя каталоги завода-изготовителя находим паспортные данные для выбранного трансформатора и его приблизительную стоимость:

$$\Delta P_{\text{XX}} = 51 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{\text{KЗ}} = 244 \text{ кВт}, \quad i_{\text{XX}} = 0.52 \%, \quad u_{\text{KЗ}} = 10.5 \%, \\ K_T = 50138 \text{ тыс.руб.}$$

Определим величину приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме ХХ:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{\text{им}} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.17)$$

$$\Delta P_x' = 51 + 0.05 \cdot 327.6 = 67.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{\text{XX}\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_x = 0.52 \cdot 63000 / 100 = 327.6 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ для каждой из обмоток:

- 110 кВ:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном м} / 100, \quad (3.19)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1,3 \cdot 63000 / 100 = 826,9 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.20)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (3.21)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,9 = 41,3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- 10 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном м} / 100, \quad (3.22)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 63000 / 100 = 11576,3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (3.23)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (3.24)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 488 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1066,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 244 = 488 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициенты загрузки для обмоток СТ:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.26)$$

$$K_{3.6} = \frac{50050}{63000} = 0.79.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.27)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{25025}{63000} = 0.40.$$

Определим приведенные потери активной мощности в СТ из выражения:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (3.28)$$

$$P_m^{\dot{}} = 67.4 + 0.79^2 \cdot 41.3 + 0.4^2 \cdot 1066.8 + 0.4^2 \cdot 1066.8 = 430.1 \text{ кВт}.$$

Используя значения ступеней годового графика нагрузки определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП за год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \\ + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП заносим в таблицу 3.2.

Зная объем годовых потерь электрической энергии в трансформаторах находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\varepsilon}, \quad (3.30)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (844270 + 1180498) \cdot 2.471 = 5003 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем приведенные затраты на установку на ГПП трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_{\text{э}} + И_{\Delta\text{WTIC}}, \quad (3.31)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 100276.6 + 9426 + 5003 = 39498 \text{ тыс.руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 50138.28 = 100276.6 \text{ тыс.руб.}$  – стоимость по данным завода-изготовителя 2х СТ типа ТРДН-63000/110/10/10;

$И_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 100276.6 = 9426 \text{ тыс.руб.}$  – суммарные годовые издержки.

Приведенные затраты на реализацию второго варианта составляют 39,5 млн. руб. против 33 млн. руб. в первом варианте.

Вывод: исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на подстанции «Шелковая» два СТ с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН- 40000/110/10/10.



Таблица 3.2 - Результаты расчета годовых потерь электрической энергии в СТ ГПП «Шелковая» при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН -63000/110/10/10

$i$	$S_{Bi},$ $MBA$	$S_{H1i},$ $MBA$	$S_{H2i},$ $MBA$	$n_i$	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ $\text{кВт} \cdot \text{ч}$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{\kappa Bi},$ $\text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H1i},$ $\text{кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H2i},$ $\text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	134760	0.794	0.397	0.397	13047	84164	84164
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	269520	0.670	0.335	0.335	18537	119581	119581
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	269520	0.573	0.287	0.287	13581	87608	87608
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	237178	0.488	0.244	0.244	8665	55896	55896
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	269520	0.409	0.204	0.204	6902	44521	44521
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1180498$										$\Sigma \Delta W_{\kappa Bi} = 844270$		

#### 4 Обоснование схемы ГПП

«Факторы, влияющие на выбор главной схемы электрических соединений:

- значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы;
- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения.

Этапы проектирования главной схемы электрических соединений:

- составление структурной схемы и выбор основного электрооборудования;
- выбор схем распределительного устройства (РУ);
- выбор электрических аппаратов;
- выбор схем и оборудования собственных нужд (СН).

Распределительные устройства станций, подстанций характеризуются номинальным напряжением; числом и мощностью присоединенных генераторов, трансформаторов; мощностью, выдаваемой в сеть; числом линий; режимом работы и перспективой развития» [11, 12].

При проектировании новых подстанций электроэнергосистемы или при реконструкции существующих не применяются упрощенные схемы с установкой короткозамыкателей и отделителей, таким образом при реконструкции подстанции «Шелковая» выбираем схему №110-4Н которая состоит из 2 блоков с высоковольтными выключателями и содержит неавтоматическую перемычку со стороны питающих линий.

Вывод: в РУ напряжением 10 кВ ГПП принимаем схему 10-2, которая состоит из двух секционированных выключателями систем сборных шин.

## 5 Определение значений токов КЗ

«Расчет тока короткого замыкания выше 1000 В с учетом всех влияющих на него факторов и особенностей различных элементов электроэнергетической системы весьма сложен. Поэтому для решения большинства задач, встречающихся на практике, принимают ряд допущений, упрощающих расчеты и не вносящих существенных погрешностей.

В частности, допускается:

- не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и асинхронных двигателей в течение всего процесса короткого замыкания;

- наиболее удаленную от точки короткого замыкания часть электроэнергетической системы представлять в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС и сопротивления, равного эквивалентному сопротивлению заменяемой части системы;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- не учитывать ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

- не учитывать сопротивления шин распределительных устройств, электрических аппаратов (выключателей, трансформаторов тока и т.п.), кабельных и воздушных перемычек небольшой длины из-за их малого значения;

- считать трехфазные элементы системы, входящие в расчетную схему, симметричными;

- влияние обобщенной нагрузки учитывать приближенно;

- не учитывать активное сопротивление элементов расчетной схемы, если отношение  $X/R$  более трех, кроме случая определения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания  $T_a$ .

Следствием указанных допущений является завышение значений токов короткого замыкания примерно на 10 %. Это приводит к некоторому запасу по параметрам выбираемого оборудования» [13-15].

Для определения токов КЗ разрабатывается расчетная схема, внешний вид которой приведен на рисунке 5.1 и ее схема замещения, изображенная на рисунке 5.2.

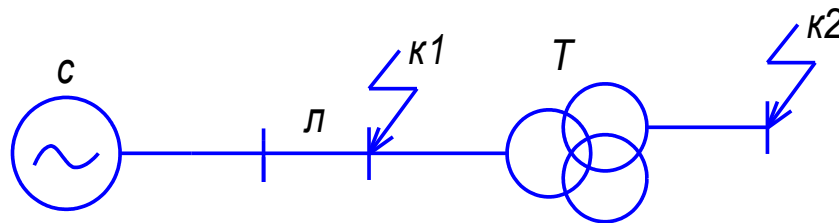


Рисунок 5.1 – Расчётная схема

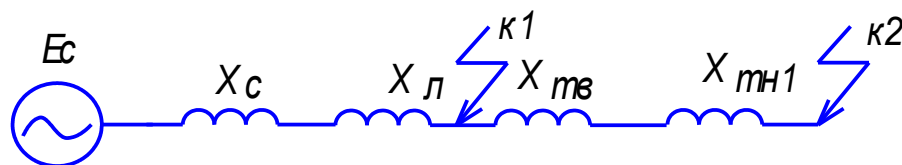


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Исходные данные, необходимые для расчета токов короткого замыкания:

Сведения об электроэнергосистеме:  $U_{cp} = 115$  кВ;  $S_{\sigma} = 1000$  МВА;  
 $S_{\kappa} = 1370$  МВА.

Удельное сопротивление и длина высоковольтной ЛЭП:  
 $x_{уд} = 0.4$  Ом/км;  $L = 28$  км.

Принятый после реконструкции СТ:  $S_{н} = 40$  МВА;  $U_{\kappa} = 10.5$  %.

Найдем значение сопротивления системы:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}}; \quad (5.1)$$

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{1370} = 0.73.$$

Найдем значение сопротивления воздушной ЛЭП:

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (5.2)$$

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{0.4}{2} \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.423.$$

Найдем значение сопротивления, принятого после реконструкции СТ:

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (5.3)$$

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0.328.$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (5.4)$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4.594.$$

## 5.1 Определение тока КЗ в точке К1

Результирующее значение сопротивления до точки К1:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{ВЛ.\bar{b}}; \quad (5.5)$$

$$x_{рез1} = 0.73 + 0.423 = 1.153.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{o}.к1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\bar{o}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\bar{o}}}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{o}}; \quad (5.7)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{1.153} \cdot 5.02 = 4.353 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (5.8)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 4.353 \cdot 1.8 = 11.081 \text{ кА.}$$

## 5.2 Определение тока КЗ в точке К2

Результатирующее значение сопротивления до точки К2:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.\bar{o}} + x_{Т.Н.\bar{o}}; \quad (5.9)$$

$$x_{рез2} = 1.153 + 0.328 + 4.594 = 6.075.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma.k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\sigma.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.k2}; \quad (5.11)$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{1}{6.075} \cdot 54.986 = 9.051 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (5.12)$$

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot 9.051 \cdot 1.9 = 24.32 \text{ кА.}$$

Вывод: определены значения токов короткого замыкания.

## 6 Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основных электрических аппаратов на ГПП

### 6.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП выключатели GL312 фирмы Alstom.

Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя:

- соответствие напряжению сети в месте установки [16, 17]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.1)$$

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

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.2)$$

$$281 \text{ А} < 600 \text{ А},$$

максимальный ток найдем по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.3)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А};$$

- отключающей способности выключателя:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (6.4)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА},$$



$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (6.5)$$

$$2.5 \text{ кА} \leq 17.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.4 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 2.5 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (6.7)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{39}{100} \right) \cdot 32 = 17.6 \text{ кА},$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:  
КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с.}, \quad (6.8)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с.}, \quad (6.9)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 110 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (6.10)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный к установке на стороне ВН ГПП выключатель GL312 удовлетворяет указанным выше условиям.

## 6.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП разъединитель РНДЗ-110.

Условия выбора и проверки разъединителя:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.11)$$

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

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.12)$$

$$281 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (6.13)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (6.14)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный к установке на стороне ВН ГПП разъединитель РНДЗ-110 удовлетворяет указанным выше условиям.

### 6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока 110 кВ

Выбираем для установки на стороне ВН ГПП трансформаторы тока ТОЛ 110/5.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.15)$$

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

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (6.16)$$

$$281 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (6.17)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.18)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- находим величину вторичной нагрузки выбранного трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (6.19)$$

в расчетах допускается принимать  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} , \quad (6.20)$$

К трансформатору тока подключены амперметр, ваттметр и варметр с суммарной мощностью нагрузки 3 ВА. Найдем их суммарное активное сопротивление:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (6.21)$$

$$R_{приб} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом} .$$

Тогда максимальное сопротивление провода:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{к} ,$$

$$R_{пр} = 1.8 - 0.12 - 0.1 = 1.58 \text{ Ом} .$$

Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} , \quad (6.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{1.58} = 0.498 \text{ мм}^2 .$$

Учитывая требования к обеспечению механической прочности, принимаем сечение медной жилы равным  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Выбранный к установке на стороне ВН ГПП трансформатор тока ТОЛ 110/5 удовлетворяет указанным выше условиям.

#### 6.4 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

Для гибкой ошиновки выбираем сталеалюминевые провода марки АС. Экономическое сечение проводника найдем по формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (6.23)$$

$$s = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее большее стандартное сечение АС-240/32  $\text{мм}^2$  с  $I_{\text{доп.мах}} = 605 \text{ А}$ .

«Максимальная критическая напряженность электрического поля» [16]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (6.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника» [16]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (6.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

Выполним проверку на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (6.26)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м.}$$

Выбранные к установке на стороне ВН ГПП провода марки АС-240/32 удовлетворяют указанным выше условиям.

### 6.5 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ

Выбор ОПН производится по номинальному напряжению места будущей установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}, \quad (6.27)$$

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

Выбираем ограничитель перенапряжений типа ОПН-110.

### 6.6 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Выбираем для установки на стороне НН ГПП выключатели LF-2.

Условия выбора и проверки высоковольтного выключателя:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.28)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.29)$$

$$1540 \text{ A} < 1600 \text{ A},$$

максимальный ток найдем по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.30)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1540 \text{ A};$$

- отключающей способности выключателя:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (6.31)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (6.32)$$

$$10.3 \text{ кА} \leq 23.8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.33)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9.1 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.18}} = 10.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (6.34)$$

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 40 = 23.8 \text{ кА},$$

- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока

КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (6.35)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (6.36)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.37)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный к установке на стороне НН ГПП выключатель LF-2 удовлетворяет указанным выше условиям.

### **6.7 Выбор измерительных трансформаторов тока 10 кВ**

Выбираем для установки на стороне НН ГПП трансформаторы тока ТЛК-10.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- соответствие напряжению сети в месте установки [18]:

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (6.38)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (6.39)$$

$$1540 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$



- проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (6.40)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на стойкость к термическим воздействиям тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (6.41)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- находим величину вторичной нагрузки выбранного трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.42)$$

в расчетах допускается принимать  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (6.43)$$

К трансформатору тока подключены амперметр, счетчик активной и реактивной энергии с суммарной мощностью нагрузки 14 ВА. Найдем их суммарное активное сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.44)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0.56 \text{ Ом}.$$

Тогда максимальное сопротивление провода:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$
$$R_{np} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54 \text{ Ом.}$$

Этому значению сопротивления соответствует сечение медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{np}}, \quad (6.45)$$
$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.54} = 1.296 \text{ мм}^2.$$

Учитывая требования к обеспечению механической прочности, принимаем сечение медной жилы равным  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Выбранный к установке на стороне НН ГПП трансформатор тока ТЛК-10 удовлетворяет указанным выше условиям.

### **6.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ**

Выбираем для установки на стороне НН ГПП трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10.

Условия выбора и проверки трансформатора напряжения:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.46)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый класс точности;

- максимальной мощности подключенных приборов:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.47)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.48)$$

К трансформатору напряжения подключены счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с суммарной мощностью нагрузки 20 ВА.

$$20 \text{ ВА} \leq 130 \text{ ВА}.$$

Выбранный к установке на стороне НН ГПП трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 удовлетворяет указанным выше условиям.

## 6.9 Выбор жестких шин

Экономическое сечение проводника найдем по формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (6.49)$$

$$s = \frac{1100}{1} = 1100 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее большее стандартное сечение шины 120x10 мм, с  $I_{\text{доп.мах}} = 2070 \text{ А}$ .

Находим минимально допустимое сечение шины по условию термической устойчивости:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (6.50)$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{22.4} \cdot 10^3}{66} = 71.7 \text{ мм}^2.$$

Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\partial}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (6.51)$$

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 24300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 102.3 \text{ Н.}$$

Момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.52)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Максимальное напряжение в материале проводника:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (6.53)$$

$$\sigma_{max} = \frac{102.3 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.5 \text{ МПа}.$$

Проверяем на стойкость к электродинамическим воздействиям:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \quad (6.54)$$

$$0.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (6.55)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

Момент инерции поперечного сечения проводника:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (6.56)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Частота собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (6.57)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

При значении частоты собственных колебаний превышающей 200 Гц механический резонанс не возникает.

## 6.10 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы применяются для крепления шин к элементам конструкций. Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ 2.

Условия выбора и проверки опорных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.58)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- уровень максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}, \quad (6.59)$$

$$102.3 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.60)$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.61)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Выбранные к установке на стороне НН ГПП опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ 2 удовлетворяют указанным выше условиям.

### 6.11 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

- соответствие напряжению сети в месте установки:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.62)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальное значение тока должно быть меньше номинального тока выбираемого элемента:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.63)$$

$$1540 \text{ A} < 1600 \text{ A};$$

- уровень максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (6.64)$$

$$29.5 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (6.65)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{24300^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 29.5.$$

Выбранные к установке на стороне НН ГПП проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2 удовлетворяют указанным выше условиям.

Вывод: выбраны и проверены на стойкость к токам КЗ основные электрические аппараты на ГПП.

## 7 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов

7.1 Выполним расчет уставок ДЗТ для силового трансформатора, планируемого к установке на ГПП в результате реконструкции - ТРДН 40000/110/10/10. Защиты выполним на реле ДЗТ-21

Номинальный ток СТ:

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (7.1)$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{ном\ вн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,2 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{ном\ нн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,5 \text{ А.}$$

Значения коэффициентов трансформации у измерительных ТТ:

- на стороне 110 кВ:

$$K_{та\ вн} = \frac{I_{НОМ\ вн\ ТА}}{I_{НОМ\ нн\ ТА}} = 300 / 5.$$

- на стороне 10 кВ:

$$K_{та\ нн} = \frac{I_{НОМ\ вн\ ТА}}{I_{НОМ\ нн\ ТА}} = 2000 / 5.$$



Вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{\text{НОМ в}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТА}}}, \quad (7.2)$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{НОМ в ВН}} = \frac{216 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 3,5 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{НОМ в НН}} = \frac{1618,5 \cdot 1}{2000 / 5} = 4,1 \text{ А.}$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне» [19]:

$$I_{\text{отв ном осн}} \leq I_{\text{НОМ в осн}} \quad (7.3)$$

где  $I_{\text{отв ном осн}} = 3 \text{ А.}$

«Значение расчётного тока ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [19]:

$$I_{\text{отв торм расч}} = \frac{I_{\text{НОМ.В}}}{K_{\text{АТ}}}, \quad (7.4)$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{отв торм расч вн}} = \frac{3,50}{1} = 3,5 \text{ A};$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{отв торм расч нн}} = \frac{4,05}{1} = 4,05 \text{ A}.$$

Номинальный ток выбирается равным или ближайшим к расчётному значению тока:

- на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{отв торм ном вн}} = 3,63 \text{ A}, N_{\text{отв}} = 4;$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{отв торм ном нн}} = 4,25 \text{ A}, N_{\text{отв}} = 3.$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора на основной стороне» [19]:

$$I_{\text{отв ном осн}} \leq I_{\text{ном в осн}},$$

Принимаем значение тока 3А.

«Значение расчётного тока ответвления трансреактора на неосновных сторонах» [19]:

$$I_{\text{отв расч неосн}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН.}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН.}}} = 3,61 \text{ A}.$$

«Значение номинального тока принятого ответвления трансреактора на неосновной стороне» [19] – 3,63 А.

«Номер принятого ответвления трансреактора» [19]:

- на стороне 110 кВ – 5;

- на стороне 10 кВ – 3.

«Значение расчётного ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [19]:

$$I_{\text{отв торм расч}} = \frac{I_{\text{НОМ.В.}}}{K_{\text{АТ}}}$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{отв торм расч}} = 3,5 \text{ А.}$$

- на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{отв торм расч}} = 4,05 \text{ А.}$$

«Значение номинального тока принятого ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения» [19]:

- на стороне 110 кВ – 3,63 А,  $N_{\text{отв}} = 4$ ;

- на стороне 10 кВ – 4,25 А,  $N_{\text{отв}} = 3$ .

Определим первичный тормозной ток:

$$I_{\text{торм нач п}} = K \cdot I_{\text{НОМ}} = \left( K_{\text{ТОК1}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{ВН}}} + K_{\text{ТОК2}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{НН}}} \right), \quad (7.5)$$

$$I_{\text{торм нач п}} = 0,5 \cdot 210,19 \cdot \left( 1 \cdot \frac{3}{3,5} + 1 \cdot \frac{3,63}{4,05} \right) = 184,3 \text{ А.}$$

«Значение тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [19]:

$$I_{\text{нб торм нач}} = I'_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I'''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}}, \quad (7.6)$$

Значение составляющей тока небаланса, вызванного регулированием коэффициента трансформации, защищаемого СТ:

$$I''_{\text{нб торм нач}} = \Delta U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТОК.ВН}} \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П.}} \quad (7.7)$$

«Значение составляющей тока небаланса от несовпадений расчётных и номинальных токов используемых ответвлений автотрансформаторов тока» [19]:

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left| \frac{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}} - I_{\text{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}} \right| \cdot I_{\text{торм нач п}} \quad (7.8)$$

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left[ 1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 184,3 = 22,938 \text{ А.}$$

«Значение первичного минимального тока срабатывания защиты определяется из двух основных условий:

1) отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [19]:

$$I_{\text{с.з.мин}} = K_{\text{ОТС.}} \cdot I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}}, \quad (7.9)$$

$$I_{\text{с.з.мин}} = 1,5 \cdot 22,938 = 34,4 \text{ А.}$$

2) «отстройки от тока небаланса переходного режима при внешнем КЗ» [19]:

$$I_{c.3.min} = 0,3 \cdot I_{НОМ}^{BH} \quad (7.10)$$

$$I_{c.3.min} = 0,3 \cdot 210,19 = 63,1 \text{ А.}$$

Принимаем максимальное значение  $I_{c.3.min} = 63,1 \text{ А.}$

«Определяем относительный минимальный ток срабатывания реле» [19]:

$$I_{*cp \ min} = \frac{I_{c.3.} \cdot K_{CX}}{K_{TA} \cdot I_{ОТВ.НОМ.}}, \quad (7.11)$$

$$I_{*c \ pmin} = \frac{63,057 \cdot \frac{110}{10} \cdot 1,5}{2000 \cdot 3,63} = 0,478 \text{ А.}$$

«Определяем коэффициент торможения защиты» [19]:

$$K_{торм} = \frac{K_{ОТС} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{НОМ.ОСН.}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} - I_{*C.3.min}}{0,5 \cdot \sum \frac{I_{ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}} - \frac{I_{ТОРМ.НАЧ.П.}}{I_{НОМ}^{BH}}}, \quad (7.12)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.} = \left[ 1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \cdot 210 = 49,508 \text{ А;}$$

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot \frac{49,508}{210} \cdot \frac{3,61}{3,63} - 0,478}{0,5 \cdot \frac{1666}{210} \cdot \left( \frac{3,61}{3,63} \right) - \frac{184,3}{210}} = 0,81$$

«Определение значения тока срабатывания дифотсечки» [19]:

- условие отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{c.з.} = 6 \cdot I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН.}} \cdot \frac{K_{TA}}{K_{CX}}, \quad (7.13)$$

$$I_{c.з.} = 6 \cdot 3 \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 623,538 \text{ А.}$$

- условие отстройки от тока небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{нб расч}} = \left[ 3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 210 = 81,037 \text{ А.}$$

$$I_{c.з.} = 1,5 \cdot 81,037 = 121,556 \text{ А.}$$

Принимаем максимальное значение  $I_{c.з.} = 623,538 \text{ А.}$

7.2 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению на стороне НН СТ для защиты от многофазных КЗ.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{K_B}, \quad (7.14)$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 1618}{0,9} = 2157 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{c.з.}}{K_{TA}} \quad (7.15)$$

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 2157 \cdot 5}{2000} = 5,393 \text{ А.}$$

«Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности по условию отстройки от напряжения небаланса в нагрузочном режиме» [19]:

$$U_{2C.P.} = \frac{0,06 \cdot U_{НОМ}}{K_{TV}}, \quad (7.16)$$

$$U_{2C.P.} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В.}$$

«Защита действует последовательно на отключение выключателя НН и затем на выходные реле защиты, отключающие трансформатор со всех сторон с двумя выдержками времени» [19]:

$$t_{1HH} = t_{ИП.маx} + \Delta t; \quad (7.17)$$

$$t_{1HH} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с;}$$

$$t_{2HH} = t_{1HH} + \Delta t,$$

$$t_{2HH} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

Определим значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3 \text{ min HH}}^{(2)}}{I_{C.3.}}, \quad (7.18)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1666 \cdot 110}{10 \cdot 2157} = 8,496 > 1,5.$$

7.3 МТЗ с пуском по напряжению на стороне ВН СТ для защиты от многофазных КЗ.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.} = \frac{1,2 \cdot 210}{0,9} = 280 \text{ А;}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 280 \cdot 5}{300} = 4,667 \text{ А.}$$

«Выдержка времени принимается равной наибольшей из выдержек времени МТЗ, установленных на стороне НН» [19]:

$$t_{1вн} = t_{3сн} = 3,5 \text{ с.}$$

Определим коэффициент чувствительности:

$$Kч = 1666 / 280 = 5,95 > 1,5,$$

7.4 МТЗ СТ для защиты от перегрузки.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (7.19)$$

Ток срабатывания реле:

- на стороне 10 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1618 = 1888 \text{ А;}$$

$$I_{с.р.} = \frac{1888 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 4,72 \text{ А.}$$

- на стороне 110 кВ:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 210 = 245 \text{ А;}$$

$$I_{с.р.} = \frac{245 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 4,083 \text{ А.}$$

Вывод: рассчитаны уставки релейной защиты трансформаторов ГПП.



## 8 Определение нагрузок системы СН ГПП

К нагрузкам системы собственных нужд ГПП «Шелковая» относятся:

- ЭД охлаждения СТ - 5 кВт;
- электрообогрев высоковольтных выключателей и приводов - 3 кВт;
- обогрев КРУН - 3 кВт;
- обогрев приводов разъединителей - 4,2 кВт;
- отопление шкафов РЗ - 1,1 кВт;
- обогрев, искусственное освещение и вентиляция ОПУ - 68,9 кВт;
- обогрева, искусственное освещение и вентиляция здания выездной бригады - 22,1 кВт;
- прожекторы наружного освещения ОРУ 110 кВ - 6 кВт;

Суммарное значение нагрузки СН ГПП составляет 115,3 кВт.

Номинальная мощность СТ системы собственных нужд ГПП с учетом коэффициента загрузки трансформаторов  $k_3 = 0,7$

$$S_{Т.С.Н.} = k_3 \cdot \sum P_{iС.Н.}, \quad (8.1)$$

$$S_{Т.С.Н.} = 0,7 \cdot 115,3 = 80,7 \text{ кВА.}$$

Вывод: выбираем для установки в системе собственных нужд подстанции «Шелковая» два трансформатора по 100 кВА.

## 9 Определение параметров молниезащиты ГПП

Для защиты электрооборудования подстанции от поражения разрядами молний устанавливаем на территории ГПП два одиночных стержневых молниеотвода.

Согласно нормативным документам надежность защиты от ударов молний должна быть не менее  $P_s = 0,999$  [20, 21].

Первый молниеотвод принимаем высотой 25 м. При  $h = 25$  м,  $h_0 = 14$  м,  $r_0 = 12$  м,  $h_x = 3.5$  м получаем радиус зоны защиты:

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.1)$$

$$r_{x1} = \frac{12 \cdot (14 - 3.5)}{14} = 9 \text{ м.}$$

Второй молниеотвод принимаем высотой 30 м. При  $h = 30$  м,  $h_0 = 21$  м,  $r_0 = 18$  м,  $h_x = 4.5$  м получаем радиус зоны защиты:

$$r_{x2} = \frac{18 \cdot (21 - 4.5)}{21} = 16,71 \text{ м.}$$

Определим  $L_{max}$  и  $L_c$  для молниеотводов:

$$L_{max1} = 25 \cdot 4,25 = 106,25 \text{ м;}$$

$$L_{c1} = 25 \cdot 2,25 = 56,25 \text{ м;}$$

$$L_{max2} = 30 \cdot 4,25 = 127,5 \text{ м;}$$

$$L_{c2} = 30 \cdot 2,25 = 67,5 \text{ м.}$$

Исходя из условия  $L \leq L_c \Rightarrow h_c = h_0$

$$\left. \begin{array}{l} 22,5 \leq 45 \\ \\ 22,5 \leq 67,5 \end{array} \right\} \Rightarrow h_c = h_0 = \begin{array}{l} h_{c1} = h_{01} = 14 \text{ м} \\ \\ h_{c2} = h_{02} = 21 \text{ м} \end{array}$$

Вывод: в результате расчетов принимаем к установке на ГПП «Шелковая» 2 одиночных стержневых молниеотвода высотой 25 и 30 м, которые позволят обеспечить надежную защиту электрооборудования подстанции и персонала от поражения молниевыми разрядами.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Шелковая». Цель ВКР заключалась в обеспечении надежного электроснабжения потребителей города, получающих питание от подстанции, путем повышения ее пропускной способности и установки нового современного оборудования. При выполнении работы был построен годовой график нагрузки подстанции и определены его показатели. Годовой объем передаваемой электроэнергии через подстанцию составляет 302859 МВт·ч. Произведено сравнение двух вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности и выбран оптимальный по приведенным затратам. Приведенные затраты на реализацию второго варианта составляют 39,5 млн. руб. против 33 млн. руб. в первом варианте. Исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на подстанции «Шелковая» два СТ с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН- 40000/110/10/10. Произведено обоснование выбранной схемы подстанции. При проектировании новых подстанций электроэнергосистемы или при реконструкции существующих не применяются упрощенные схемы с установкой короткозамыкателей и отделителей, таким образом при реконструкции подстанции «Шелковая» выбираем схему №110-4Н которая состоит из 2 блоков с высоковольтными выключателями и содержит неавтоматическую перемычку со стороны питающих линий. В РУ напряжением 10 кВ ГПП принимаем схему 10-2, которая состоит из двух секционированных выключателями систем сборных шин. Рассчитаны значения токов короткого замыкания. Выбраны основные электрические аппараты на ГПП и проверены на электродинамическую и термическую стойкость к воздействию токов КЗ. Рассчитаны уставки ДЗТ и МТЗ. Определены мощности системы собственных нужд подстанции. В результате расчетов молниезащиты приняты к установке на ГПП «Шелковая» 2 одиночных стержневых молниеотвода высотой 25 и 30 м.

## Список используемых источников

1. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
2. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
3. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.
4. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
5. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
6. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 29.04.2019).
7. Orfanos N., Mitzelos D., Saganis A., Dedoussis V. Life-cycle environmental performance assessment of electricity generation and transmission systems // Renewable Energy. 2019. № 139, pp. 1447-1462.
8. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
9. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
10. Cheng D., Zhang W., Wang K. Hierarchical reserve allocation with air conditioning loads considering lock time using Benders decomposition //

International Journal of Electrical Power and Energy Systems. №2. pp. 293-308.

- 11.Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 10.05.2019).
- 12.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.
- 13.Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
- 14.IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
- 15.Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
- 16.Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.
- 17.Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
- 18.Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
- 19.Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 02.05.2019 г.).

20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. Дата введения: 03.02.2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012.
21. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.