

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ «Пески»

Студент

А.А. Марков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.И. Платов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## **Аннотация**

Бакалаврская работа выполнена на тему: «Реконструкция электрической части подстанции 35/10 кВ «Пески».

В работе определены перспективные значения нагрузок, получающих питание от подстанции, и построен годовой график нагрузок. Произведен технико-экономический выбор значения номинальной мощности силовых трансформаторов для подстанции. Выбрана электрическая схема реконструируемой подстанции. Произведен расчет токов короткого замыкания на основании результатов которого выбрано и проверено электрооборудование подстанции. Выбран вид оперативного тока на подстанции, определены значения нагрузок собственных нужд подстанции, рассчитано заземление и молниезащита на подстанции «Пески».

Бакалаврская работа выполнена на 50 листах, содержит 2 рисунка и 2 таблицы. Графическая часть состоит из 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	5
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции «Пески»	6
3 Определение необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции «Пески»	8
4 Выбор схемы главной понизительной подстанции	15
5 Расчет токов КЗ	16
6 Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции «Пески»	20
7 Выбор релейной защиты	37
8 Выбор системы оперативного тока на подстанции	41
9 Определение нагрузок собственных нужд подстанции	42
10 Расчет заземления ГПП	43
11 Расчет молниезащиты ГПП	46
Заключение	47
Список используемых источников	48

## Введение

Системы электроснабжения городов обладают характерными особенностями: высокая плотность электрической нагрузки потребителей в центре города; большое число разнообразных потребителей электроэнергии, располагающихся на определенной территории; высокая цена на землю под объекты электроэнергетики (подстанции, распределительные пункты, трансформаторные подстанции); передача электрической энергии осуществляется как правило по кабельным линиям проложенным под землей; повышенные требования к надежности электроснабжения потребителей в городе; постоянный рост потребления электрической энергии населением, который требует постоянного развития и модернизации системы электроснабжения города [1-3].

В городскую систему электроснабжения входят электрические сети с номинальными напряжениями 35–220 кВ, имеющими связь с электрическими сетями энергосистемы с номинальным напряжением 220-750 кВ. Отдельные крупные промышленные предприятия имеют самостоятельные системы электроснабжения с уровнем первичного напряжения 35–220 кВ. Для питания большинства потребителей электроэнергии применяется распределительная сеть с номинальным напряжением 6–10 кВ и питающая сеть с номинальным напряжением 0,38 кВ. В городах наблюдается непрерывный рост потребления электроэнергии, что требует постоянного развития электрической сети города.

Города малого размера зачастую размещаются рядом с крупными промышленными предприятиями, в состав которых входят собственные системы электроснабжения. С целью обеспечения электропитания таких городов применяются упрощенные системы электроснабжения, имеющие связь с системой электроснабжения близко расположенных промпредприятий [4, 5].

Целью бакалаврской работы является повышение надежности электроснабжения потребителей, получающих питание от подстанции «Пески».

## 1 Краткая характеристика объекта проектирования

Подстанция «Пески» находится в Воронежской области и снабжает электроэнергией поселок с одноименным названием и ООО «БорМаш». В настоящее время ООО «БорМаш» является современным, динамично развивающимся предприятием, выпускающим различное теплообменное оборудование для нагрева, охлаждения, испарения, конденсации жидкости, пара, газа и их смесей.

Предприятие выпускает:

### 1. Аппараты воздушного охлаждения (АВО):

- Аппараты воздушного охлаждения блочно-модульного типа АВГ-БМ;
- Аппараты воздушного охлаждения малопоточные АВМ;
- АВО горизонтального типа 1 АВГ, 2АВГ;
- Аппараты воздушного охлаждения зигзагообразные 1АВЗ, 2АВЗД;

### 2. Теплообменное оборудование:

- Теплообменники кожухотрубчатые с плавающей головкой;
- Конденсаторы кожухотрубчатые;
- Испарители с паровым пространством;
- Теплообменники типа "труба в трубе" разборные однопоточного и многопоточного типа;
- Подогреватели скоростные водоводяные, пароводяные;
- Холодильники концевые;
- Аппараты емкостные.

В настоящее время загрузка трансформаторов подстанции приближается к 100%, что сдерживает рост промышленного производства и обуславливает актуальность темы бакалаврской работы.

## 2 Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции «Пески»

Годовой график нагрузки подстанции «Пески» с учетом роста нагрузки потребителей на 5 летнюю перспективу приведен на рисунке 2.1.

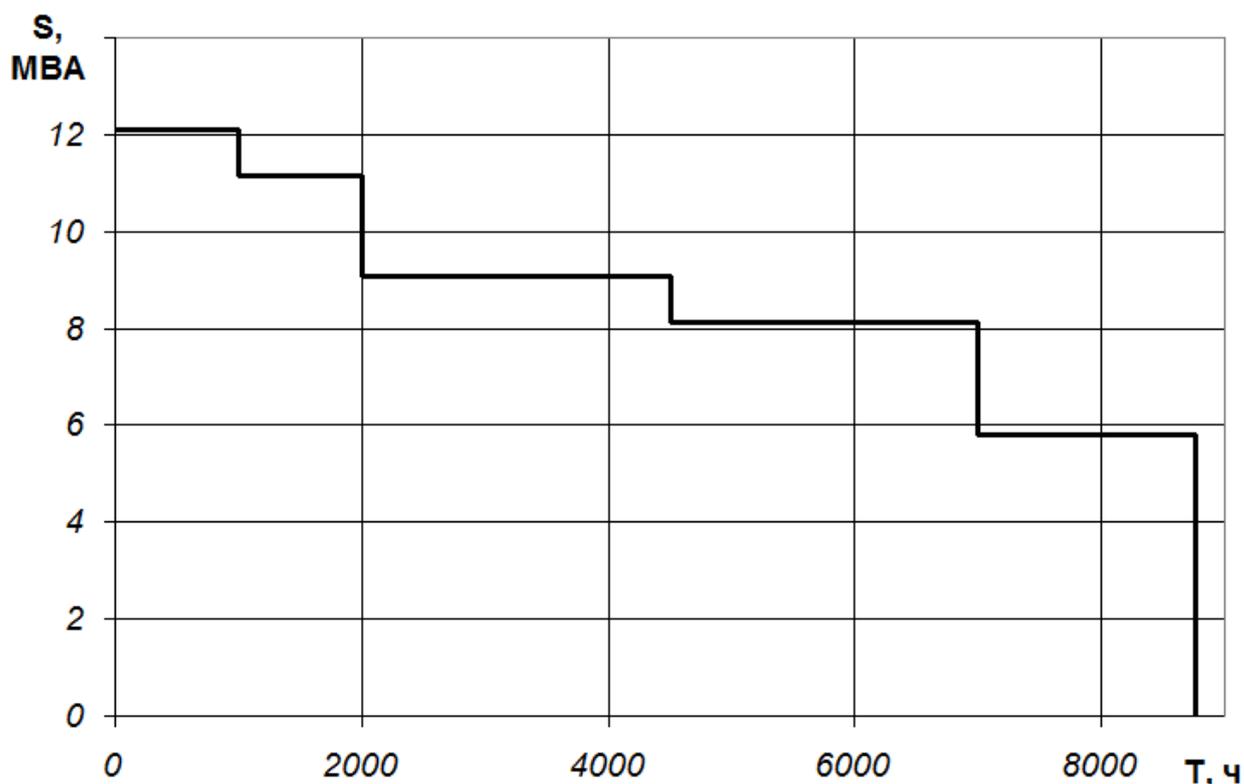


Рисунок 2.1 – Годовой график полной мощности подстанции «Пески» с учетом роста нагрузки потребителей на 5 летнюю перспективу

Найдем значение годового потребления электроэнергии потребителями подстанции [6]:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in},$$

$$\begin{aligned} W_{ПС} &= (10,89 \cdot 1 + 10,02 \cdot 1 + 8,17 \cdot 2,5 + 7,3 \cdot 2,5 + 5,23 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = \\ &= 68,8 \cdot 10^3 \text{ MВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Найдем число часов использования максимума нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{МАХ.ПС}},$$
$$T_M = \frac{68,8 \cdot 10^3}{10,89} = 6317 \text{ ч.}$$

Определим значение коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{3АП} = \frac{T_M}{8760},$$
$$K_{3АП} = \frac{6317}{8760} = 0,72..$$

### 3 Определение необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции «Пески»

Для питания потребителей электроэнергии, относящихся к первой и второй категориям, на ГПП «Пески» устанавливаем 2 силовых трансформатора. Значение номинальной мощности силовых трансформаторов находим с учетом допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме [7, 8]:

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

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 12100 \cdot \frac{1}{1,4} = 6914 \text{ кВА.}$$

По шкале номинальных мощностей силовых трансформаторов (СТ) и каталогу производителя выбираем для дальнейшего рассмотрения два варианта: трансформаторы ТДН-10000/35/10 и следующий по шкале номинальных мощностей ТДН-16000/35/10.

#### 3.1 Вариант установки на ГПП «Пески» двух силовых трансформаторов ТДН - 10000/35/10

По сайту производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные:  $\Delta P_{XX} = 12 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{КЗ} = 60 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.75 \%$ ,  $u_{КЗ} = 8 \%$ ,  $K_T = 22000 \text{ тыс. руб.}$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ на холостом ходу по формуле:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_x' = 12 + 0,05 \cdot 75 = 15.75 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_x = 0.75 + 10000 / 100 = 75 \text{ квар},$$

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ по формуле:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_k = 8 \cdot 10000 / 100 = 800 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (3.5)$$

$$\Delta P'_k = 60 + 0.05 \cdot 800 = 100 \text{ кВт}.$$

Значение коэффициента загрузки трансформатора найдем по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (3.6)$$

$$K_3 = \frac{12100}{10000} = 1.21 .$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе по формуле [9, 10]:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\wedge}, \quad (3.7)$$

$$P_m^{\wedge} = 15.75 + 1.21^2 \cdot 100 = 162.16 \text{ кВт}.$$

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции (рисунок 2.1) найдем значение годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зв}^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (3.8)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции «Пески» на каждой ступени годового графика нагрузки

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$T_i$ , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	12.100	1000	1.210	73205	31500
2	11.135	1000	1.114	61998	31500
3	9.075	2500	0.908	102945	78750
4	8.110	2500	0.811	82222	78750
5	5.820	1760	0.582	29809	55440
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 350178$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 275940$	

По величине суммарных годовых потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции определяем стоимость потерь за год:

$$I_{\Delta W_{пс}} = \Delta W_{пс} \cdot C_{э}, \quad (3.9)$$

$$I_{\Delta W_{пс}} = (350178 + 275940) \cdot 2.325 = 1456 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_{э} = 2.325 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_9 + И_{\Delta WTC}, \quad (3.10)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44000 + 4134 + 1456 = 16583 \text{ тыс.руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 22000 = 44000 \text{ тыс.руб.}$  – цена за два силовых трансформатора ТДН-10000/35;

$$И_9 = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 44000 = 4134 \text{ тыс.руб.}$$
 – годовые отчисления.

### 3.2 Вариант установки на ГПП «Пески» двух силовых трансформаторов ТДН -16000/35/10

По сайту производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные:  $\Delta P_{xx} = 17 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$ ,  $i_{xx} = 0.7 \%$ ,  $u_{кз} = 10 \%$ ,  $K_T = 25055 \text{ тыс.руб.}$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ на холостом ходу по формуле:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.11)$$

$$\Delta P_x' = 17 + 0.05 \cdot 112 = 22.6 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.м} / 100, \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_x = 0.7 + 16000 / 100 = 112 \text{ квар},$$

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ по формуле:

$$\Delta Q_{\kappa} = u_{\kappa\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (3.13)$$

$$\Delta Q_{\kappa} = 10 \cdot 16000 / 100 = 1600 \text{ квар},$$

$$\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{\kappa}, \quad (3.14)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 85 + 0.05 \cdot 1600 = 165 \text{ кВт}.$$

Значение коэффициента загрузки трансформатора найдем по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (3.15)$$

$$K_3 = \frac{12100}{16000} = 0.756 .$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе по формуле:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}^{\dot{}}, \quad (3.16)$$

$$P_m^{\dot{}} = 22.6 + 0.756^2 \cdot 165 = 116.97 \text{ кВт}.$$

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции найдем значение годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{36}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (3.17)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции «Пески» на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции «Пески» на каждой ступени годового графика нагрузки

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$T_i$ , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	12.100	1000	0.756	47183	45200
2	11.135	1000	0.696	39959	45200
3	9.075	2500	0.567	66351	113000
4	8.110	2500	0.507	52994	113000
5	5.820	1760	0.364	19213	79552
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 225700$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 395952$	

По величине суммарных годовых потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции определяем стоимость потерь за год:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\rho}, \quad (3.18)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (225700 + 395952) \cdot 2.325 = 1445 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_{\rho} = 2.325 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\rho} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (3.19)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50110.67 + 4710 + 144 = 18683 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 25055.33 = 50110.67$  тыс.руб. – цена за два силовых трансформатора ТДН-16000/35;

$$I_9 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 50110.67 = 4710 \text{ тыс.руб.} \text{ – годовые отчисления.}$$

По минимальным приведенным затратам выбираем к установке на ГПП «Пески» первый вариант с двумя силовыми трансформаторами типа ТДН-10000/35/10.

#### **4 Выбор схемы главной понизительной подстанции**

На главной понизительной подстанции 35 кВ рекомендуется открытое исполнение с применением жесткой ошиновки блочной заводской комплектации.

В распределительных устройствах 35 кВ вновь возводимых подстанций запрещены схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями, с предохранителями, а также с беспортальным приемом воздушных линий. Не рекомендуется применять разъединители с ручным приводом.

В РУ 35 кВ рекомендуется применять элегазовые или вакуумные выключатели; антиферрорезонансные ТН.

В распределительных устройствах с напряжением 6-10 кВ на ГПП применяют одиночную секционированную систему сборных шин при числе трансформаторов на подстанции равном 2.

В качестве основного коммутационного аппарата в РУ 6-10 кВ рекомендуются к использованию вакуумные выключатели, измерительные ТТ и ТН с литой изоляцией, сухие силовые трансформаторы для собственных нужд. Трансформаторы тока должны иметь две-три вторичные обмотки. Если не устанавливаются антиферрорезонансные ТН, то должны приниматься меры по недопущению резонансных перенапряжений в цепях ТН [4, 11].

Выбранная схема главной понизительной подстанции должна обеспечивать требуемую надежность работы подстанции исходя из условий электроснабжения потребителей, получающих от нее питание, в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности через подстанцию в нормальном и в послеаварийном режиме с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования.

При реконструкции подстанции выбираем схему №35-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий).

## 5 Расчет токов КЗ

Наиболее частой причиной аварий в системе электроснабжения промпредприятий являются короткие замыкания (КЗ). Во время возникновения короткого замыкания суммарное электрическое сопротивление системы резко уменьшается, что приводит к значительному увеличению токов в ветвях системы и одновременной просадке напряжения рядом с местом короткого замыкания. Значение токов КЗ может представлять опасность для электрооборудования и привести к его механическим повреждениям и повреждению изоляции вследствие перегрева.

Определение значений тока КЗ производится для выбора и проверки на термическую и динамическую стойкость электроаппаратов и проводников системы электроснабжения, с целью нахождения уставок срабатывания средств релейной защиты. Расчеты выполняются по методу, успешный продолжительный опыт применения которого на практике доказал его целесообразность [12, 13].

Расчетная схема и схема замещения для определения значений тока КЗ изображены на рисунке 5.1.

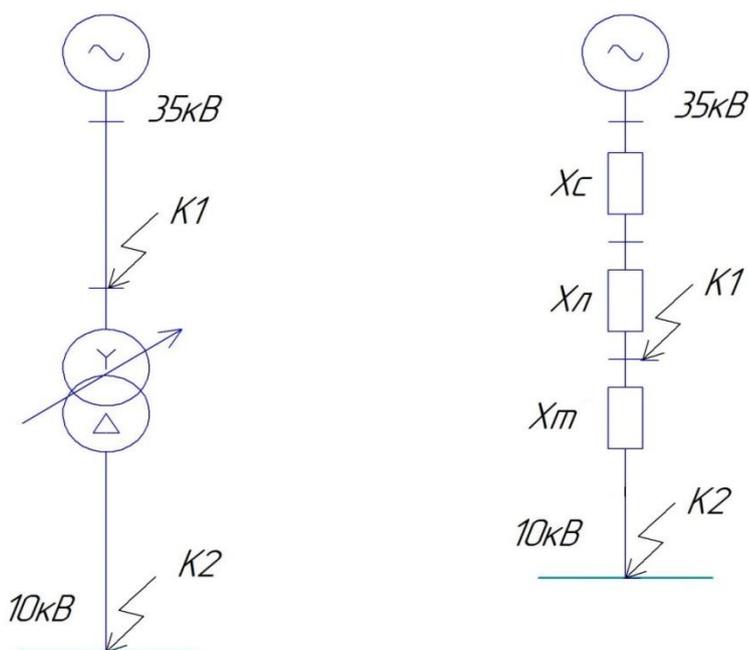


Рисунок 5.1 – Расчетная схема и схема замещения для определения значений тока КЗ

Параметры, необходимые для определения значений токов КЗ:

Параметры внешней ЭЭС:  $U_{cp} = 35$  кВ;  $S_{\delta} = 1000$  МВА;  $S_{\kappa} = 1950$  МВА.

Параметры питающей воздушной линии электропередачи:  
 $x_{y\delta} = 0,4$  Ом/км;  $L = 15$  км.

Параметры выбранного к установке на ГПП силового трансформатора:  
 $S_n = 10$  МВА;  $U_{\kappa} = 8$  %.

Определим сопротивление системы по формуле [14]:

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

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{1950} = 0.513.$$

Определим сопротивление воздушной линии электропередачи по формуле:

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

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 15 \cdot \frac{1000}{35^2} = 2.449.$$

Определим сопротивление принятого к установке на ГПП «Пески» силового трансформатора ТДН-10000/35/10 по формуле:

$$x_{Т.\delta} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}; \quad (5.3)$$

$$x_{Т.\delta} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.$$

## 5.1 Расчет для точки К1

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{БЛ.б}; \quad (5.4)$$
$$x_{рез1} = 0.513 + 2.449 = 2.962.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (5.5)$$
$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.496 \text{ кА};$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (5.6)$$
$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{2.962} \cdot 16.496 = 5.569 \text{ кА};$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^3 \cdot K_{уд}; \quad (5.7)$$
$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 5.569 \cdot 1.8 = 14.178 \text{ кА}.$$

## 5.2 Расчет для точки К2

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T.б}; \quad (5.8)$$

$$x_{pez2} = 2.962 + 8 = 10.962.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.9)$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{к2}^3 = \frac{E_{б}^3}{x_{pez2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (5.10)$$

$$I_{к2}^3 = \frac{1}{10.962} \cdot 54.986 = 5.016 \text{ кА};$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^3 \cdot K_{уд}; \quad (5.11)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.016 \cdot 1.85 = 13.124 \text{ кА}.$$

## **6 Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции «Пески»**

В этом разделе будет произведен выбор и проверка на стойкость к токам КЗ оборудования, размещаемого на подстанции.

### **6.1 Выбор высоковольтного выключателя (ВВ)**

#### **6.1.1 Выбор ВВ на стороне 35 кВ**

На стороне ВН главной понизительной подстанции устанавливаем высоковольтный выключатель типа ВГТ-35/50/3150УХЛ.

ВВ выбираем и проверяем по следующим условиям [15]:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.1)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

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

$$218 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

где

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

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А};$$

- коммутационной способности:

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

$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА},$$

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

$$3.4 \text{ кА} \leq 17 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(D)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.6 \cdot e^{\frac{-0.05}{0.06}} = 3.4 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 30 = 17 \text{ кА},$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{к1}^{(D)} \leq I_{пр.с}, \quad (6.8)$$

$$5.6 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

$$i_{yд} \leq i_{пр.с}, \quad (6.9)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

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

$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 90 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа ВГТ-35/50/3150УХЛ прошел необходимые проверки.

### 6.1.2 Выбор ВВ на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП устанавливаем ВВ типа Evolis.

ВВ выбираем и проверяем по следующим условиям:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.11)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

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

$$770 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.13)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ А};$$

- коммутационной способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.14)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (6.15)$$

$$3.7 \text{ кА} \leq 12.4 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.16)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.1}} = 3.7 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n}, \quad (6.17)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \right) \cdot 25 = 12.4 \text{ кА},$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с}, \quad (6.18)$$

$$5 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (6.19)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.20)$$

$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 71.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа Evolis прошел необходимые проверки.

## 6.2 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

На стороне ВН ГПП устанавливаем разъединитель типа РГП-35/1000.

Разъединитель выбираем и проверяем по следующим условиям [16]:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.21)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.22)$$
$$218 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (6.23)$$
$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{пр.с}^2 \cdot t_{пр.с}, \quad (6.24)$$
$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП разъединитель типа РГП-35/1000 прошел необходимые проверки.

### **6.3 Выбор трансформаторов тока**

#### **6.3.1 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ**

На стороне ВН ГПП устанавливаем трансформатор тока типа ТРГ-35.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.25)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (6.26)$$
$$218 \text{ A} \leq 300 \text{ A};$$

- «электродинамической стойкости» [16]:

$$i_{y0} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (6.27)$$
$$14.2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- «термической стойкости» [16]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (6.28)$$
$$5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 62.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- значению вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.29)$$

где  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (6.30)$$

К вторичной нагрузке трансформатора тока относится амперметр и счетчик электрической энергии мощностью 5 ВА. Определим активное сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.31)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом.}$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$
$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.2 - 0.1 = 0.9 \text{ Ом.}$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.32)$$
$$s = \frac{0.0175 \cdot 50}{0.9} = 0.972 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП трансформатор тока типа ТРГ-35 прошел необходимые проверки.

### 6.3.2 Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП устанавливаем трансформатор тока типа ТОЛ-10.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (6.33)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (6.34)$$

$$770 \text{ A} \leq 800 \text{ A};$$

- «электродинамической стойкости» [16]:

$$i_{y0} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (6.35)$$

$$13.1 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- «термической стойкости» [16]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (6.36)$$

$$5.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.37)$$

где  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (6.38)$$

К вторичной нагрузке трансформатора тока на стороне НН ГПП относятся счетчик активной и реактивной энергии, амперметр мощностью 6 ВА. Определим активное сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.39)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0.24 \text{ Ом}.$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$
$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.24 - 0.1 = 0.86 \text{ Ом}.$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.40)$$
$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор тока типа ТОЛ-10 прошел необходимые проверки.

## **6.4 Выбор трансформаторов напряжения (ТН)**

### **6.4.1 Выбор ТН на стороне 35 кВ**

На стороне ВН ГПП устанавливаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-35.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется по:

- «уровню номинального напряжения» [16]:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (6.41)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «по классу точности;
- по величине вторичной нагрузки» [16]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.42)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.43)$$

К вторичной нагрузке трансформатора напряжения относятся счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей мощностью 23 ВА.

$$23 \text{ ВА} \leq 60 \text{ ВА}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-35 прошел необходимые проверки.

#### 6.4.2 Выбор ТН на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП устанавливаем трансформатор напряжения типа НОЛ-10.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.44)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «по классу точности;
- по величине вторичной нагрузки» [16]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.45)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (6.46)$$

К вторичной нагрузке трансформатора напряжения относятся счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей мощностью 54 ВА.

$$54 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор напряжения типа НОЛ-10 прошел необходимые проверки.

## 6.5 Выбор гибких и жестких шин

### 6.5.1 Выбор гибких шин на напряжение 35 кВ

В качестве гибких шин при номинальном напряжении 35 кВ используются сталеалюминевые провода типа АС.

Определим необходимое сечение провода:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (6.47)$$

$$s = \frac{156}{1} = 156 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провода АС-185/29 мм<sup>2</sup> с максимальным значением продолжительного тока 510 А.

Определим наибольшую критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (6.48)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.94}} \right) = 32.5 \text{ кВ/м.}$$

Определим значение напряженности вблизи проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (6.49)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 37}{0.94 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.94}} = 6 \text{ кВ/м.}$$

Проверим на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (6.50)$$

$$6.5 \text{ кВ/м} < 29.3 \text{ кВ/м.}$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП в качестве гибких шин провод типа АС-185/29 прошел необходимые проверки.

### 6.5.2 Выбор жестких шин на напряжение 10 кВ

Выбор жестких шин осуществляем по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (6.51)$$

$$s = \frac{550}{1} = 550 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения с размерами 60x10 мм, с максимальным продолжительным током 1165 А.

Определим минимальное сечение шины по условию термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (6.52)$$

$$s_{min} = \frac{\sqrt{5.4} \cdot 10^3}{66} = 35.2 \text{ мм}^2.$$

Определим значение силы, действующей на шины во время трехфазного короткого замыкания:

$$F_{max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (6.53)$$

$$F_{max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13100^2 \cdot 1 \cdot 1 = 59.4 \text{ Н.}$$

Определим значение момента сопротивления поперечного сечения шины по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.54)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.06^2}{6} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Найдем значение максимального напряжения в материале проводника:

$$\sigma_{max} = \frac{F_{max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (6.55)$$

$$\sigma_{max} = \frac{59.4 \cdot 2}{8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 2.5 \text{ МПа}.$$

Проверим на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (6.56)$$

$$2.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (6.57)$$

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

Найдем значение момента инерции поперечного сечения проводника по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (6.58)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.06^3}{12} = 1.8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Найдем значение частоты собственных колебаний по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (6.59)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.8 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 27.9 \text{ Гц}.$$

При частоте собственных колебаний менее 30 Гц отсутствует механический резонанс.

## 6.6 Выбор ОПН

### 6.6.1 Выбор ОПН на стороне 35 кВ

На стороне ВН 35 кВ принимаем к установке ОПНп-35 УХЛ с полимерной изоляцией.

#### 6.6.2 Выбор ОПН на напряжение 10 кВ

На стороне НН 10 кВ принимаем к установке ОПН-10 УХЛ с полимерной изоляцией.

### 6.7 Выбор изоляторов

#### 6.7.1 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы используются для установки шин. Устанавливаем изоляторы типа ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.60)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{дон}, \quad (6.61)$$

$$59.4 \text{ Н} < 1688 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.62)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.16} = 1688 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.63)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.06}{2} = 0.16.$$

Принятые к установке на стороне низкого напряжения на ГПП опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ прошли необходимые проверки.

### 7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходные изоляторы типа ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Проходные выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.64)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.65)$$

$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- значению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (6.66)$$

$$17.2 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (6.67)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{13100^2}{1} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 17.2 \text{ Н}.$$

Принятые к установке на ГПП проходные изоляторы типа ИП-10/1000-7,5 УХЛ2 прошли необходимые проверки.

## 7 Выбор релейной защиты

В качестве терминалов защиты силового трансформатора подстанции выбираем защиту «Сириус-Т».

Определим значения общих параметров, выбранной защиты.

«Номинальные токи сторон силового трансформатора определяются по выражению» [17]:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}}} \quad (7.1)$$

$$I_{\text{ном.перв.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.перв.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ A}.$$

«Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, производится по выражению» [17]:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{K_T} \cdot k_{\text{сх}} \quad (7.2)$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{156 \cdot 1}{300/5} = 2,6 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{549,86 \cdot 1}{1000/5} = 2,75 \text{ A}.$$

### 7.1 Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

«Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)» [17]:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.*}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}} \quad (7.3)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04 = 0,29.$$

Уставку срабатывания определим о формуле:

$$I_{\partial 1 \text{ ч у в с}} / I_{\text{б а з}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} \quad (7.4)$$

$$I_{\partial 1 \text{ ч у в с}} / I_{\text{б а з}} \geq 1,2 \cdot 0,29 = 0,35.$$

«Принятое значение базовой уставки срабатывания» [17]:

Принимаем значение уставки из диапазона 0,3-1 равное 0,4.

Значение коэффициента снижения тормозного тока определим по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (7.5)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,29 = 0,855.$$

Значение расчетного коэффициента торможения найдем по формуле:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{\text{СН.Т}}} \quad (7.6)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,29}{0,855} = 40,7\%.$$

Принимаем значение уставки коэффициента торможения из диапазона 10-100 равное 41.

«Принятое значение уставки второй точки излома» [17]:

Принимаем значение уставки из диапазона 1-2 равное 2.

«Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике» [17]:

Принимаем значение уставки из диапазона 0,06-0,2 равное 0,15.

## 7.2 Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ-1

«Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А» [17]:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС} = 5030 \text{ А.}$$

«Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)» [17]:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{БАЗ.ВН}} \quad (7.7)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{5030}{156} = 32,24.$$

«Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ» [17]:

$$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (7.8)$$

$$I_{НБ} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 32,24 = 18,86.$$

Условие выбора уставки срабатывания защиты с учетом отстройки от броска тока намагничивания и небаланса при внешнем коротком замыкании:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq I_{НБ} \text{ и } I_{диф} / I_{баз} \geq 6$$

Принимаем значение уставки равное 19.

«Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)» [17]:

$$"I_{диф.чувс} / I_{баз} " = "I_{диф.зруб} / I_{баз} "$$

Принимаем значение уставки из диапазона 9-30 равное 19.

### 7.3 Проверим чувствительность защиты

Определим значение первичного тока срабатывания при выполнении условия отсутствия торможения:

$$I_{C3} = I_{НОМ} \cdot (I_{отзруб} / I_{ном}) \quad (7.9)$$

$$I_{C3} = 156 \cdot 0,4 = 62,4 \text{ А.}$$

Значение коэффициента чувствительности при 2х фазном КЗ на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} \quad (7.10)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2370}{62,4} = 33,04.$$

Коэффициент чувствительности  $> 2$ .

## **8 Выбор системы оперативного тока на подстанции**

Оперативный ток на ГПП необходим для питания устройств релейной защиты и автоматики, управления коммутационной аппаратурой, питания цепей сигнализации.

На ГПП с высшим напряжением 35-220 кВ при установке высоковольтных выключателей на стороне ВН в качестве оперативного тока применяется постоянный ток. Т.к. выбрана схема ГПП №35-4Н с выключателями на стороне ВН, то выбираем систему постоянного оперативного тока [18, 19].

Источником постоянного тока на подстанции будут являться аккумуляторные батареи, для обеспечения высокой надежности питания оперативных цепей.

## 9 Определение нагрузок собственных нужд подстанции

Электроприемниками СН главной понизительной подстанции являются:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов с мощностью нагрузки 4 кВт;
- система обогрева приводов выключателей с мощностью нагрузки 3,6 кВт;
- система обогрева шкафов КРУН с мощностью нагрузки 11 кВт;
- система обогрева приводов разъединителей с мощностью нагрузки 4,8 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции здания для разъездного персонала подстанции с мощностью нагрузки 5,5 кВт;
- маслохозяйство с мощностью нагрузки 55 кВт.

Общая нагрузка электроприемников собственных нужд главной понизительной подстанции равна 53,9 кВт.

Найдем значение номинальной мощности силовых трансформаторов собственных нужд подстанции при значении коэффициента загрузки равном  $k_3 = 0,7$

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}, \quad (9.1)$$

$$S_{T.C.H.} = 0,7 \cdot 53,9 = 37,7 \text{ кВА.}$$

По результатам расчета для установки на ГПП выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью по 40 кВА каждый.

## 10 Расчет заземления ГПП

Заземление на ГПП будет выполнено по контуру. Вертикальные заземлители выполняем в виде стержней. Вертикальные заземлители соединяем между собой стальной полосой 4×40 мм. Грунт, на котором располагается территория подстанции – чернозем.

Определим значение допустимого сопротивления для заземляющего устройства в целом [20]:

$$R_3 = \frac{R_{cp}}{100} \cdot r_3, \quad (10.1)$$

$$R_3 = \frac{20}{100} \cdot 4 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление растекания для одиночного вертикального заземлителя:

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.6}}{l} \cdot \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (10.2)$$

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot 40}{2} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 1,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,45 + 1,5}{4 \cdot 1,45 - 1,5} \right) = 17,68 \text{ Ом}.$$

Определим глубину прокладки вершины вертикального заземлителя:

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l, \quad (10.3)$$

$$t' = 0,7 + \frac{1}{2} \cdot 1,5 = 1,45 \text{ м}.$$

Определим суммарное число вертикальных заземлителей:

$$n_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_3}, \quad (10.4)$$

$$n_6 = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,8} = 36,8 \approx 37 \text{шт.}$$

Определим необходимую протяженность горизонтального заземлителя:

$$l_2 = a \cdot n_6, \quad (10.5)$$

$$l_2 = 3 \cdot 37 = 111 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растекания для горизонтального заземлителя:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (10.6)$$

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 120}{111} \cdot \lg \frac{2 \cdot 111^2}{0,04 \cdot 0,7} = 2,35 \text{ Ом.}$$

Определим скорректированное сопротивление растекания для горизонтального заземлителя:

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (10.7)$$

$$R'_2 = \frac{2,35}{0,29} = 8,1 \text{ Ом.}$$

Определим скорректированное сопротивление растекания для вертикальных заземлителей:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (10.8)$$

$$R'_6 = \frac{8,1 \cdot 0,8}{8,1 - 0,8} = 0,89 \text{ Ом.}$$

Определим скорректированное число вертикальных заземлителей:

$$n'_6 = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R'_6}, \quad (10.9)$$

$$n'_6 = \frac{17,68}{0,6 \cdot 0,89} = 33,11 \approx 34 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке на подстанции 34 вертикальных заземлителя.

## 11 Расчет молниезащиты ГПП

Для защиты ГПП используем стержневые молниеотводы [21].

1. Определим активную высоту стержневого молниеотвода при его максимальной высоте  $h = 14,5$  м;

2. Найдем высоту защитного конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (11.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 31 = 12,3 \text{ м.}$$

3. Найдем радиус защитного конуса:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (11.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 14,5 = 17,4 \text{ м.}$$

4. Определим высоту самого высокого объекта на ГПП  $h_x = 5,5$  м;

5. Определим значение полуширины зоны  $r_x$  на высоте  $h_x$ :

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

$$r_x = \frac{9,6 \cdot (12,3 - 5,5)}{12,3} = 9,6 \text{ м.}$$

Для защиты оборудования на ГПП принимаем двойной стержневой молниеотвод.

## Заключение

В работе были решены вопросы по реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Пески».

Определены значения перспективных нагрузок, получающих питание от подстанции, и построен годовой график нагрузок. Произведен технико-экономический выбор значения номинальной мощности силовых трансформаторов для подстанции. На подстанции приняты к установке два силовых трансформатора типа ТДН- 10000/35/10. Выбрана электрическая схема реконструируемой подстанции №35-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). Произведен расчет токов короткого замыкания на основании результатов которого выбрано и проверено электрооборудование подстанции. Выбран постоянный оперативный ток на подстанции, определены значения нагрузок собственных нужд подстанции, рассчитано заземление и молниезащита на подстанции «Пески».

## 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. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
3. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. - Cengage Learning, 2014. 400 p.
4. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.
5. 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.
6. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
7. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
8. 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.
9. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
10. 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: 13.04.2018).

11. 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.

12. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.

13. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.

14. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.

16. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.

17. 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: 14.04.2018).

18. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.

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. 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.

21. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.