

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «ОСВ»

Студент	<u>К.А. Фофанов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>В.Н. Кузнецов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	_____	_____	(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

\_\_\_\_\_

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## **Аннотация**

В работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «ОСВ»» определены основные требования к бесперебойности и надежности электроснабжения потребителей. На основании расчета электрических нагрузок очистных сооружений воды (ОСВ) произведен выбор основного электрооборудования: числа и мощности силовых трансформаторов, разъединителя, выключателей, трансформаторов тока, трансформатора напряжения и проводников. Предложены изменения электрической схемы. Также рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики, молниезащиты и заземления подстанции.

Электроэнергетика и электротехника – это отрасль промышленности, которая показывает уровень развития страны. В данный момент актуальным вопросом в нашей стране является реконструкция и модернизация устаревших элементов электроснабжения. В основном, это подстанции, снабжающие электроэнергией различного рода потребителей. Для решения задач по реконструкции и модернизации подстанции необходимо иметь информацию о современном состоянии электротехнического оборудования, новых типах, зарубежных вариантах и характеристиках всего оборудования.

Данная ВКР состоит из пояснительной записки на 52 стр. включая 9 рисунков, 17 таблиц. Список литературы из 25 источников, в том числе 5 источников на иностранном языке. Работа включает в себя 6 чертежей на листах формата А1.

## **Abstract**

The title of the thesis is "Reconstruction of the electrical part of "WTP" 110/6 KV substation". The thesis is devoted to the issue of determining the basic requirements for the continuity and reliability of electricity supply to consumers. We selected the main electrical equipment, basing on the calculation of electrical loads of water treatment plants (WTP). To summarize, we would like to emphasize that the main task was to select the main equipment for the substation, such as disconnectors, switches, current transformers, voltage transformers and conductors.

Electric power and electrical engineering is an industry that shows the level of development of the country. At the moment, an urgent issue in our country is the reconstruction and modernization of obsolete elements of power supply. Basically, these are substations that supply electricity to various kinds of consumers. To solve the tasks of reconstruction and modernization of the substation, it is necessary to have information about the current state of electrical equipment, new types, foreign versions and characteristics of all equipment. A particularly popular topic at the moment has been the search for ways to reduce power consumption. In the face of ever-rising electricity tariffs, these methods give the benefits that each enterprise can get.

This diploma work consists of an explanatory note on page 52. Including 9 figures, 17 tables, list of sources, including 5 foreign language sources and drawings on 6 sheets of the A1 format.

## Содержание

Введение.....	5
1 Выбор мощности и числа силовых трансформаторов подстанции ОСВ.....	7
2 Расчет токов короткого замыкания.....	16
3 Выбор основного электрооборудования на подстанцию ОСВ 110/6.....	23
4 Релейная защита подстанции ОСВ.....	36
5 Собственные нужды подстанции ОСВ.....	40
6 Расчет заземления ОСВ.....	42
7 Молниезащита подстанции ОСВ.....	46
Заключение.....	49
Список использованных источников.....	50

## Введение

Электроэнергетика и электротехника – это отрасль промышленности, которая показывает уровень развития страны. В данный момент актуальным вопросом в нашей стране является реконструкция и модернизация устаревших элементов электроснабжения. В основном, это подстанции, снабжающие электроэнергией различного рода потребителей.

Подстанцией называют объект, предназначенный для преобразования и распределения электроэнергии. В оборудование, составляющее подстанцию, входят: трансформаторы, распределительные устройства, устройства защиты и измерения, защитные устройства. Подстанции различаются по классу напряжения и по типу: узловая распределительная, главная понизительная, подстанция глубокого ввода, тупиковая.

Для решения задач по реконструкции и модернизации подстанции необходимо иметь информацию о современном состоянии электротехнического оборудования, новых типах, зарубежных вариантах и характеристиках всего оборудования. Особенно популярной темой в настоящее время стал поиск способов снижения электропотребления. В условиях постоянно растущих тарифов на электроэнергию эти способы дают выгоду, которую может получить каждое предприятие.

Предприятие «Автоград – Водоканал» осуществляет производственное и бытовое водоснабжение Автозаводского района, водоснабжение АВТОВАЗа и предприятий ПКЗ и ТЭЦ ВАЗа. Система водоснабжения является централизованной. Это предприятие относится к потребителям первой категории. На очистных сооружениях водоподготовки применяются следующие методы очистки: обеззараживание воды ультрафиолетом, коагулирование, отстаивание, фильтрование, стабилизационная обработка, обеззараживание хлором. Проектная производительность станции водоподготовки питьевой воды - 291,839 т.м<sup>3</sup>/сут. Дата ввода в эксплуатацию - август 1970 года. Также компания занимается водоотведением (очистные сооружения канализации

(ОСК)). Теплоснабжение предприятия осуществляют тепловые сети «ТЕВИС», «АВТОВАЗ», также теплоснабжение осуществляется от котельной ОСК, топливом для которой является природный газ. Установленная тепловая мощность 17 Гкал/ч. «Автоград – Водоканал» – это также теплоснабжающая организация, она оказывает услуги теплоснабжения потребителям.

Оборудование главной понизительной подстанции очистных сооружений воды, предприятия «Автоград – Водоканал», было выпущено и установлено в 1968 – 1975 гг. Данное оборудование уже отработало свой срок службы, который устанавливал завод изготовитель, устарело морально и постоянно требует затрат на ремонт и эксплуатацию. В связи с этим тема бакалаврской работы актуальна.

**Целью работы** является, увеличение надежности и эффективности электроснабжения потребителей очистных сооружений воды.

**В перечень задач** входит:

- расчет электрических нагрузок ОСВ;
- выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ГПП с технико-экономическим обоснованием;
- выбор основного электрооборудования подстанции ОСВ;
- расчет релейной защиты силовых трансформаторов ОСВ;
- расчет заземления и молниезащиты подстанции.

# 1 Выбор мощности и числа силовых трансформаторов подстанции ОСВ

## 1.1 Построение суточных и годовых графиков нагрузки подстанции

Предприятие «Автоград-водоканал» специализируется на химической очистке воды, поэтому имеет почти не различающиеся летом и зимой нагрузки. Подстанция двухтрансформаторная. Учет энергии идет на вводах трансформаторов (ввод 1 – ячейка 3, ввод 2 – ячейка 27), отдельно активной и реактивной мощности. Суточные нагрузки на вводах 1 и 2 приведены далее (таблица 1).

Таблица 1 – Суточные нагрузки ОСВ

Время суток	Ввод 1 (ячейка 3)		Ввод 2 (ячейка 27)		S, кВА
	P, кВт	Q, квар	P, кВт	Q, квар	
0-1	3249	893	2232	2602	6797
1-2	3475	1046	2270	2630	7104
2-3	3475	1060	2208	2573	7023
3-4	3475	1017	2155	2549	6959
4-5	3475	1021	2189	2568	6995
5-6	3488	1113	2270	2630	7096
6-7	3658	929	2462	3005	7506
7-8	3422	1642	2659	3173	7935
8-9	3739	2563	2376	3048	8398
9-10	3539	2041	2794	3326	8429
10-11	2615	1720	2964	3374	7622
11-12	2721	1860	2875	3442	7781
12-13	3143	2184	2722	3024	7895
13-14	3053	2118	2357	2774	7356

Продолжение таблицы 1

14-15	3076	2150	2203	2544	7119
15-16	3057	2256	2342	2682	7303
16-17	3187	2214	2280	2640	7284
17-18	2961	2165	2563	3048	7650
18-19	3019	2184	2530	2798	7467
19-20	3153	2246	2674	3058	7861
20-21	3626	2275	2654	3101	8362
21-22	3926	2756	2826	3301	9070
22-23	3595	2639	2289	2712	7974
23-24	3984	2640	2140	2582	8134

Далее производится упрощение графика. Ступени расставляются в порядке убывания полной мощности  $S$ , и ступени имеющие похожие значения сводятся к одной [21], после этих преобразований был составлен итоговый годовой график нагрузок (таблица 2), по которому в дальнейшем будут выбраны трансформаторы на подстанцию.

Таблица 2 – Годовой график нагрузок подстанции ОСВ

№ Ступени	Полная мощность $S$ , кВА	Продолжительность $T$ , ч
1	9070	365
2	8400	1095
3	8100	365
4	7900	1825
5	7550	1460
6	7300	1095
7	7050	2190
8	6800	365



Максимальная активная мощность подстанции равна 5657 кВт, потребляемая электроэнергия равна 44375 кВт·ч, продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции получается равной 7844 часам, а коэффициент заполнения в итоге равен:

$$K_{зан} = \frac{7844}{8760} = 0,89.$$

## 1.2 Выбор варианта силовых трансформаторов подстанции ОСВ

Рассматриваемая в данной работе подстанция имеет первую категорию энергоснабжения, что говорит, исходя из ПУЭ [1], о необходимости установки двух трансформаторов. Также подстанция имеет два независимых источника питания: первый – Т<sub>0</sub>ТЭЦ, второй - ТЭЦ ВАЗа.

Ниже приведена расчетная нагрузка ОСВ:

$$S_p = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 9070 = 6350 \text{ кВА}.$$

Теперь выбираем трансформаторы, намечаем два смежных по мощности трансформатора типа ТДН – 10000/110 и ТДН – 16000/110 производства «Тольяттинский трансформатор». Далее рассмотрим два варианта, с использованием двух ТДН – 10000/110 (Вариант 1) и двух ТДН – 16000/110 (Вариант 2).

Приведем более подробные характеристики трансформаторов ТДН – 10000/110 и ТДН – 16000/110, согласно номенклатурному каталогу [6].

Ниже приведена таблица 3, которая содержит необходимые для расчетов значения характеристик. Такие как: номинальная мощность, номинальное напряжение, ток холостого хода, напряжение короткого замыкания и потери мощности холостого хода и к.з. трансформатора.

Таблица 3 – Характеристики выбранных силовых трансформаторов

Тип	$S_{\text{НОМТ}}$ , МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$I_x, \%$	$\Delta P_{\text{XX}}$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт
		ВН	НН				
ТДН – 10000/110	10	115	6,6	10,5	0,3	10	56
ТДН – 16000/110	16	115	6,6	10,5	0,3	12	83

Вариант 1.

Самый загруженный период, в часы максимума, при работе двух трансформаторов:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{номт}}} = \frac{9070}{2 \cdot 10000} = 0,45.$$

Самый загруженный период при работе одного трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{9070}{10000} = 0,91 \leq 1,4 S_{\text{ном.т.}}$$

Ниже произведен расчет потерь ( $\Delta W_{\text{пс}}$ ) в данном двухобмоточном трансформаторе. Для этого, необходимо рассчитать потери реактивной мощности в режимах холостого хода и короткого замыкания ( $Q_x$  и  $Q_k$  соответственно):

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{\text{ном.т.}} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ квар};$$

$$Q_k = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_{\text{ном.т.}} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ квар}.$$

После расчета данных величин необходимо узнать приведенные потери мощности в тех же режимах ( $P'_x$  и  $P'_k$  соответственно):

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ кВт};$$

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{ин} \cdot Q_k = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108,5 \text{ кВт},$$

где коэффициент  $\kappa_{ин}$  – отражает изменение потерь, которые зависят от удаленности потребителя от источника питания. Удаленность небольшая, поэтому для коэффициента  $\kappa_{ин}$  принято значение 0,05 кВт/квар.

Теперь можем приступить к расчету потерь, для этого используем годовые нагрузки подстанции. Все необходимые расчеты по трансформатору ТДН – 10000/110 сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Потери электроэнергии в ТДН – 10000/110

$i$	S, МВА	n	T, ч	$\Delta W_x$ , кВт·ч	$K_3$	$\Delta W_k$ , кВт·ч
1	9,07	2	365	8395	0,85	14570
2	8,4	2	1095	25185	0,84	42688
3	8,1	2	365	8395	0,81	13231
4	7,9	2	1825	41975	0,79	62929
5	7,55	2	1460	35580	0,735	45981
6	7,3	2	1095	25185	0,73	32239
7	7,05	2	2190	50370	0,705	60139
8	6,8	2	365	8395	0,68	9325

Искомые потери подстанции ( $\Delta W_{пс}$ ), вычисляются суммированием  $\Delta W_x$  и  $\Delta W_k$  за все 8 ступеней графика и равны 482,582 тыс. кВт·ч.

Вычислим нагрузку, ниже которой целесообразно отключить один из трансформаторов:

$$S_{эnc} = S_{ном} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 10 \sqrt{\frac{2 \cdot 11,5}{108,5}} = 4,6 \text{ МВА.}$$

Вариант 2.

Самый загруженный период, в часы максимума, при работе двух трансформаторов:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{номт}} = \frac{9070}{2 \cdot 16000} = 0,28.$$

Самый загруженный период при работе одного трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{9070}{16000} = 0,57 \leq 1,4 S_{ном.т}$$

Далее произведен расчет потерь ( $\Delta W_{пс}$ ) в данном двухобмоточном трансформаторе. Для этого, необходимо рассчитать потери реактивной мощности в режимах холостого хода и короткого замыкания ( $Q_x$  и  $Q_k$  соответственно):

$$Q_x = \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ квар};$$

$$Q_k = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар.}$$

После расчета данных величин необходимо узнать приведенные потери мощности в тех же режимах ( $P'_x$  и  $P'_k$  соответственно):

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ кВт};$$

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{ин} \cdot Q_k = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ кВт},$$

где коэффициент  $\kappa_{ин}$  – отражает изменение потерь, которые зависят от удаленности потребителя от источника питания. Удаленность небольшая, поэтому для коэффициента  $\kappa_{ин}$  принято значение 0,05 кВт/квар.

Теперь можем приступить к расчету потерь, для этого используем годовые нагрузки подстанции. Все необходимые расчеты по трансформатору ТДН – 16000/110 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Потери электроэнергии в ТДН – 16000/110

$i$	$S$ , МВА	$n$	$T$ , ч	$\Delta W_x$ , кВт·ч	$K_3$	$\Delta W_k$ , кВт·ч
1	9,07	2	365	10512	0,53	8664
2	8,4	2	1095	31536	0,525	25503
3	8,1	2	365	10512	0,506	7897
4	7,9	2	1825	52560	0,494	37633
5	7,55	2	1460	42048	0,472	27485
6	7,3	2	1095	31536	0,456	19239
7	7,05	2	2190	63072	0,441	35989
8	6,8	2	365	10512	0,425	5571

Искомые потери подстанции ( $\Delta W_{пс}$ ), вычисляются суммированием  $\Delta W_x$  и  $\Delta W_k$  за все 8 ступеней графика и равны 420,269 тыс. кВт·ч.

Вычислим нагрузку, ниже которой целесообразно отключить один из трансформаторов:

$$S_{эnc} = S_{ном} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 16 \sqrt{\frac{2 \cdot 14,4}{167}} = 6,6 \text{ МВА.}$$

Теперь, зная потери в трансформаторах, можно перейти к расчетам экономической части. Далее приведена таблица 6, где рассчитаны необходимые капиталовложения при установке данных трансформаторов. Учитывая затраты на потери в трансформаторе и отчисления на амортизацию и обслуживание.

Итоговая сумма учитывает коэффициент дисконтирования на капиталовложения в трансформаторы, который равен 0,15.

Приведенные затраты являются критерием при оценки экономической части выбора из вариантов:

$$Z_{np} = E_n K + I = E_n K + I_3 + I_{\Delta W_{nc}}, \quad (1)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент дисконтирования;  $K$  – капитальные затраты на оборудование, в данном случае на трансформаторы;  $I_3$  – стоимость отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание выбираемого оборудования в течении года;

$$I_3 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2)$$

где  $p_{\text{сум}} = P_a + P_p + P_o = 0,094$ , - суммарный коэффициент отчислений;

$I_{\Delta W_{nc}}$  - стоимость потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\Delta}(T_m) \cdot \Delta W_{nc}, \quad (3)$$

где  $C_{\Delta}(T_m)$  – стоимость одного кВт·ч энергии, учитывающая основную и дополнительную ставку двуставочного тарифа за каждый кВт·ч и учитывающий продолжительность максимальной годовой нагрузки.

### 1.3 Выбор силовых трансформаторов на подстанцию ОСВ

Составлена таблица 6, которая включает все виды необходимых затрат на оба типа трансформаторов.

Таблица включает в себя капиталовложения в выбираемые трансформаторы, стоимость годовых потерь в трансформаторах, отчисления на ремонт и амортизацию и общую сумму.

Таблица 6 – Приведенные затраты на выбираемые трансформаторы

Виды затрат	Выбираемые трансформаторы	
	2x10 МВА	2x16 МВА
Капиталовложения в выбираемые трансформаторы, тыс.руб.	16320	18800
Годовые потери в выбираемых трансформаторах, кВт · ч	482582	420269
Стоимость внутренних потерь в трансформаторах, тыс.руб.	451	392
Амортизационные и ремонтные отчисления, тыс.руб.	1534	1767
Итоговая сумма, млн.руб.	4,433	4,980

Из таблицы 6 видно, что трансформатор ТДН 10000/110 выходит дешевле. Предприятие работает не на полную мощность и задействованы не все имеющиеся потребители. Также планируется увеличение производственных мощностей, которые трансформаторы на 10 МВА покрыть не смогут. В связи с вышеперечисленным к установке на подстанцию ОСВ принимаются два трансформатора на 16 МВА типа ТДН 16000/110 производства «Гольяттинский Трансформатор».

## 2 Расчет токов короткого замыкания

Токи короткого замыкания являются крайне не желательным явлением в электроэнергетике. Существует несколько видов коротких замыканий: однофазное на землю, двухфазное, двухфазное на землю и трехфазное, которое обычно является самым опасным из вышеперечисленных. Негативные последствия от КЗ могут быть не только в точке, где произошло короткое замыкание, но и отразиться на системе электроснабжения в целом. К последствиям КЗ можно отнести термические и механические повреждения, пожар в установках. Также из за токов короткого замыкания возникает просадка уровня напряжения в сети и выпадение генераторов электростанций из синхронизма. Чтобы избежать вышеперечисленных последствий, используются элементы релейной защиты, своевременно отключающие поврежденные участки энергосистемы. Но данный процесс не мгновенный, и поэтому выбираемое к установке на подстанцию оборудование обязано выдерживать ударные токи и токи самого опасного короткого замыкания малой продолжительности до срабатывания элементов релейной защиты. Все расчеты производятся при номинальной, для РФ и ряда других стран, частоте в 50 Гц европейский стандарт. Так же существует и американский стандарт частоты в 60 Гц [25].

Далее приведен расчет токов короткого замыкания всех видов для точки К1 (до трансформатора на стороне ВН 110 кВ) и ударный ток для самого опасного значения КЗ. Для точки К2 (сторона НН 6 кВ после трансформатора) расчет трехфазного тока КЗ и значения его ударного тока [4].

К подстанции ОСВ подходят две одноцепные линии от независимых источников: первая линия «ПГС», отходит от ТЭЦ ВАЗа, марки провода АС 95 и вторая линия «ВДН1», отходит от ТоТЭЦ, марки провода АС 95.



Исходные данные для расчетов КЗ:

1. Мощность короткого замыкания на шинах ВН 110 кВ:

$$S_{к.с.} = 2540 \text{ МВА.}$$

2. Воздушная одноцепная линия электропередачи отходящая от Т<sub>0</sub>ТЭЦ:

$$L = 21 \text{ км.}$$

3. Воздушная одноцепная линия электропередачи отходящая от ТЭЦ

ВАЗа:

$$L = 2,2 \text{ км.}$$

4. Силовые трансформаторы подстанции ОСВ.

$$Т1 \text{ и } Т2: S_H = 16 \text{ МВА, } U_K = 10,5 \text{ \%}.$$

За базисные условия принимаем  $S_б = 1000 \text{ МВА}$ .

Начнем расчет токов короткого замыкания с вычисления реактивных сопротивлений системы, трансформатора и линий. А также составим схему (рисунок 1) и ее схему замещения (рисунок 2) для расчетов необходимых токов короткого замыкания в двух точках К1 и К2.

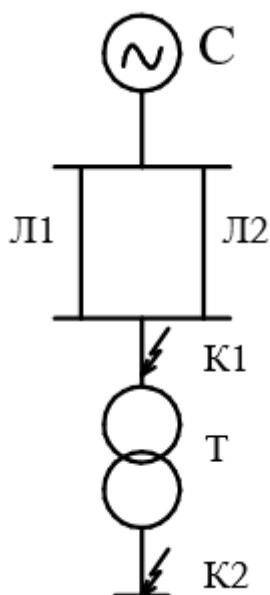


Рисунок 1 – Схема для расчета токов КЗ на ОСВ

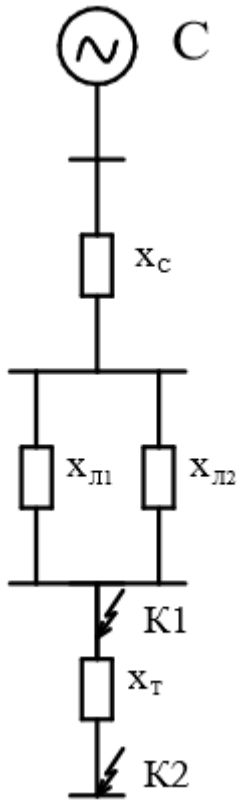


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ на ОСВ

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2540} = 0,39.$$

Сопротивление силового трансформатора ТДН 16000/110:

$$x_T = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Сопротивление ЛЭП:  $x_{Л1}$  – линия ВДН1 и  $x_{Л2}$  – линия ПГС:

$$x_{Л1} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_n^2} = 0,4 \cdot 21 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,64;$$

$$x_{Л2} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_n^2} = 0,4 \cdot 2,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,07.$$

Далее необходимо рассчитать результирующее сопротивление, так как линии расположены параллельно:

$$x_{Л} = \frac{x_{Л1} \cdot x_{Л2}}{x_{Л1} + x_{Л2}} = \frac{0,64 \cdot 0,07}{0,64 + 0,07} = 0,063.$$

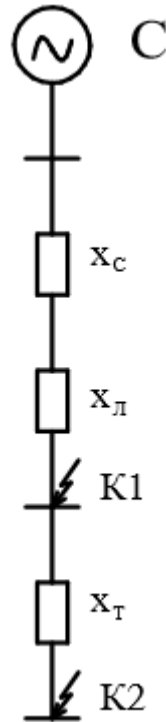


Рисунок 3 – Схема замещения с результирующим сопротивлением линий

Результирующее сопротивление до точки K1 складывается из сопротивлений лежащих до, системы и линий:

$$x_{K1} = x_c + x_{Л} = 0,394 + 0,063 = 0,46.$$

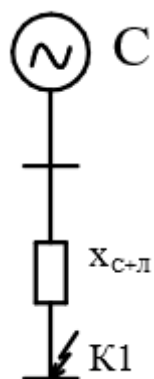


Рисунок 4 – Простейшая схема для расчета тока КЗ в первой точке ВН 110 кВ

Результирующее сопротивление до точки К2 в свою очередь складывается из сопротивлений системы, линий и трансформатора:

$$x_{K2} = x_C + x_L + x_T = 0,39 + 0,07 + 6,56 = 7,01.$$

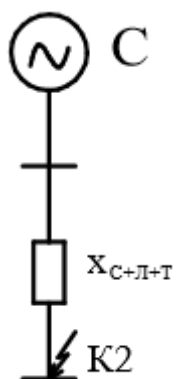


Рисунок 5 - Простейшая схема для расчета тока КЗ во второй точке НН 6 кВ

Расчет базисного тока, базисный ток необходим для дальнейшего перевода тока КЗ из относительных единиц в кА. Рассчитывается отдельно для стороны ВН 110 кВ и стороны НН 6 кВ:

$$I_{\text{бв}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бн}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,5 \text{ кА}.$$

Далее приведен расчет всех возможных токов короткого замыкания для стороны 110 кВ, чтобы определить самый опасный вид КЗ. Для этого необходимо знать значения сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей. Сопротивления прямой и обратной последовательности численно равны и определяются суммой всех сопротивлений до точки короткого замыкания, то есть соответствуют значениям  $x_{K1}$  для класса напряжения 110 кВ и  $x_{K2}$  для 6 кВ. Ниже приведена таблица, которая содержит расчет КЗ для стороны ВН.

Таблица 7 – Все виды КЗ для ВН

КЗ	$\Delta x$	$I_1$	m	$I_{\phi,6}$	$I_{\phi}$ , кА	$K_T$
$K^{(1)}$	0,89	0,74	3	2,22	11,14	1,014
$K^{(2)}$	0,46	1,09	$\sqrt{3}$	1,89	9,49	0,86
$K^{(1,1)}$	0,22	1,47	1,5	2,2	11,04	1,005
$K^{(3)}$	0	2,17	1	2,19	10,99	1

Как можно заметить из таблицы 7, самым опасным по величине коротким замыканием для оборудования и системы в целом, оказалось вовсе не трехфазное, а однофазное на землю хотя и не сильно превосходя значение трехфазного, всего на 1,4%. Дальнейший выбор оборудования на высокую сторону напряжения подстанции будет производиться, исходя из тока однофазного короткого замыкания.

Далее необходимо узнать ток трехфазного КЗ на низкой стороне:

$$I_{HH}^{(3)} = \frac{E}{x_{K2}} \cdot I_{6,HH} = \frac{1}{7,01} \cdot 87,5 = 12,5 \text{ кА.}$$

И последний, но не менее важный шаг в расчетах токов КЗ, – это определение ударных токов. Ударный ток это максимальное мгновенное значение тока короткого замыкания, его пик - это и есть ударный ток КЗ.

Ударный ток на высокой стороне подстанции ОСВ при однофазном на землю КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 11,4 \cdot 1,8 = 29,02 \text{ кА.}$$

Ударный ток на низкой стороне подстанции ОСВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,9 = 33,6 \text{ кА.}$$

Зная величины наибольших токов короткого замыкания можно перейти к выбору оборудования на подстанцию, руководствуясь настоящими требованиями [16].

### 3 Выбор основного электрооборудования на подстанцию ОСВ 110/6

#### 3.1 Выбор выключателя на высокую сторону 110 кВ подстанции ОСВ

Выбор выключателя производится, учитывая следующие параметры: номинальное напряжение, силу тока с учетом перегрузки в 40%, ток короткого замыкания наибольшей величины, в данном случае это будет ток однофазного КЗ на землю и его ударный ток. Также необходимо удостовериться по термической стойкости.

Максимальный ток с учетом перегрузки рассчитывается далее:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5 \text{ А.}$$

К установке на подстанцию принимается элегазовый выключатель марки ВГТ-110-40/3150 У1 [12], отечественного производства компании «Энергомаш». Температурный режим данного выключателя так же удовлетворяет условиям климата, где располагается подстанция ОСВ. Минимальная рабочая температура составляет минус 45 градусов, а максимальная плюс 40 градусов.

Таблица 8 - Проверка выключателей предполагаемых к установке на ОСВ

Результаты расчетов	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 112,5 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$
$i_{\text{в}} = 29,02 \text{ кА}$	$i_{\text{в}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} = 11,14 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 11,14^2 \cdot 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$

Согласно таблице 8 выключатель элегазовый производства «Энергомаш» ВГТ-110-40/3150 У1 удовлетворяет требованиям по токам, напряжению и по термической стойкости и принимается к установке на подстанцию ОСВ 110/6.

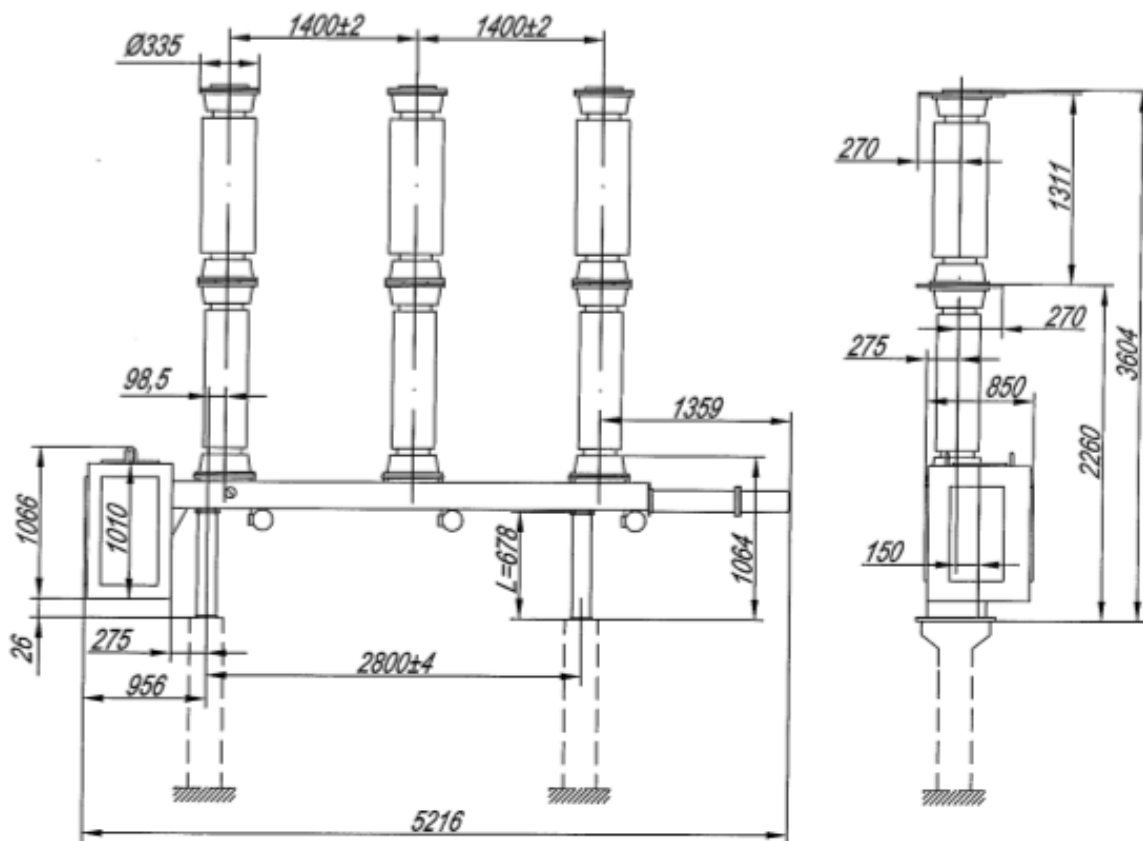


Рисунок 6 – Габаритные размеры выключателя ВГТ-110

### 3.2 Выбор разъединителя на подстанцию ОСВ 110/6

Основным назначением разъединителя является создание видимого разрыва в цепи, он будет отделять обесточенное оборудование от сети. Разъединитель не имеет ничего что позволило бы гасить дугу при использовании его как выключатель, под нагрузкой, поэтому его можно использовать только после обесточивания. Выбор разъединителя происходит по номинальным значениям тока и напряжения, а так же необходимо проверить на термическую стойкость.



Разъединитель принимается производства той же компании что и выключатель, то есть «Энергомаш», марки РПД – 110 [14].

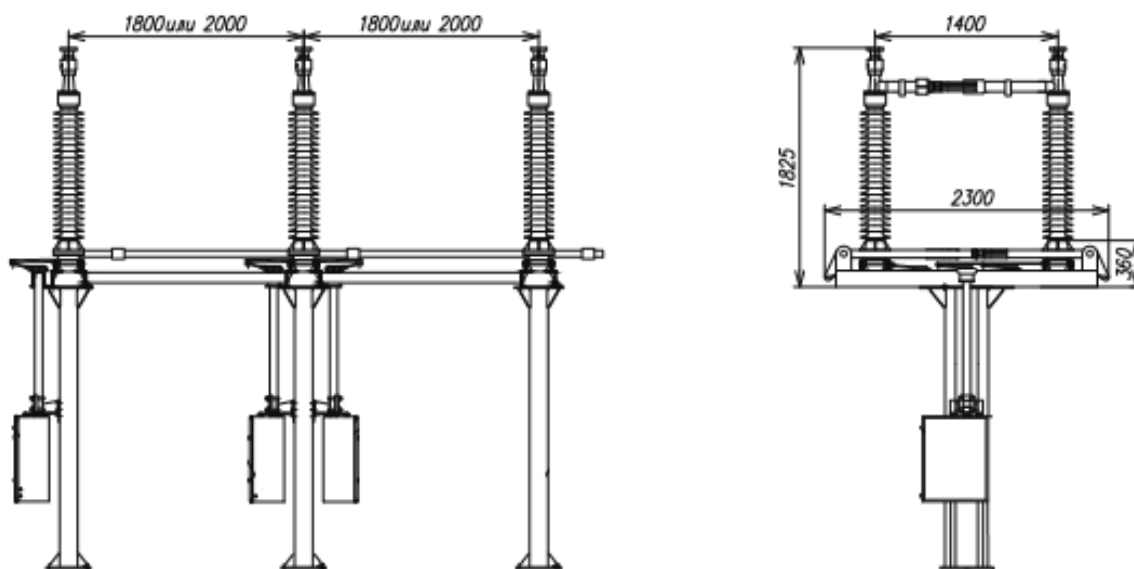


Рисунок 7 - Габаритные размеры РПД - 110

Таблица 9 - Проверка разъединителя предполагаемого к установке на ОСВ

Результаты расчетов	Данные из каталога
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 112,5 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 29,02 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} = 11,14 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 11,14^2 \cdot 0,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$

Согласно таблице 9 разъединитель производства «Энергомаш» РПД - 110 удовлетворяет требованиям по токам, напряжению и принимается к установке на подстанцию ОСВ 110/6.

### 3.3 Выбор трансформатора тока подстанции ОСВ

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам тока линии 110 кВ, приведены в таблице 10. К установке на

подстанцию ОСВ принимается элегазовый трансформатор тока производства фирмы, опять же, «Энергомаш», марки ТРГ-110 [13].

Таблица 10 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	S, ВА
Амперметр	ЦА 2101	10

Учет мощности потребляемой предприятием ведется по вводным ячейкам на низкой стороне. Поэтому на высокую сторону счетчики активной и реактивной мощности, а так же регистрирующие счетчики не устанавливаются. Номинальный ток ТТ 150 А.

Определим сечение проводов для соответствующих трансформаторов тока. Найдём сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Определим номинально допустимое сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 2 - 0,4 - 0,1 = 1,5 \text{ Ом}$$

Расчётная длина проводов определяется необходимой схемой соединения обмоток трансформаторов тока. Для проверяемого трансформатора тока необходимо соединение обмоток в полную звезду. Таким образом, длина проводов будет составлять:

$$l_{расч} = l = 60 \text{ м}$$

Определим минимальное сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{1,5} = 0,7 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение медного провода 2,5 мм<sup>2</sup>.

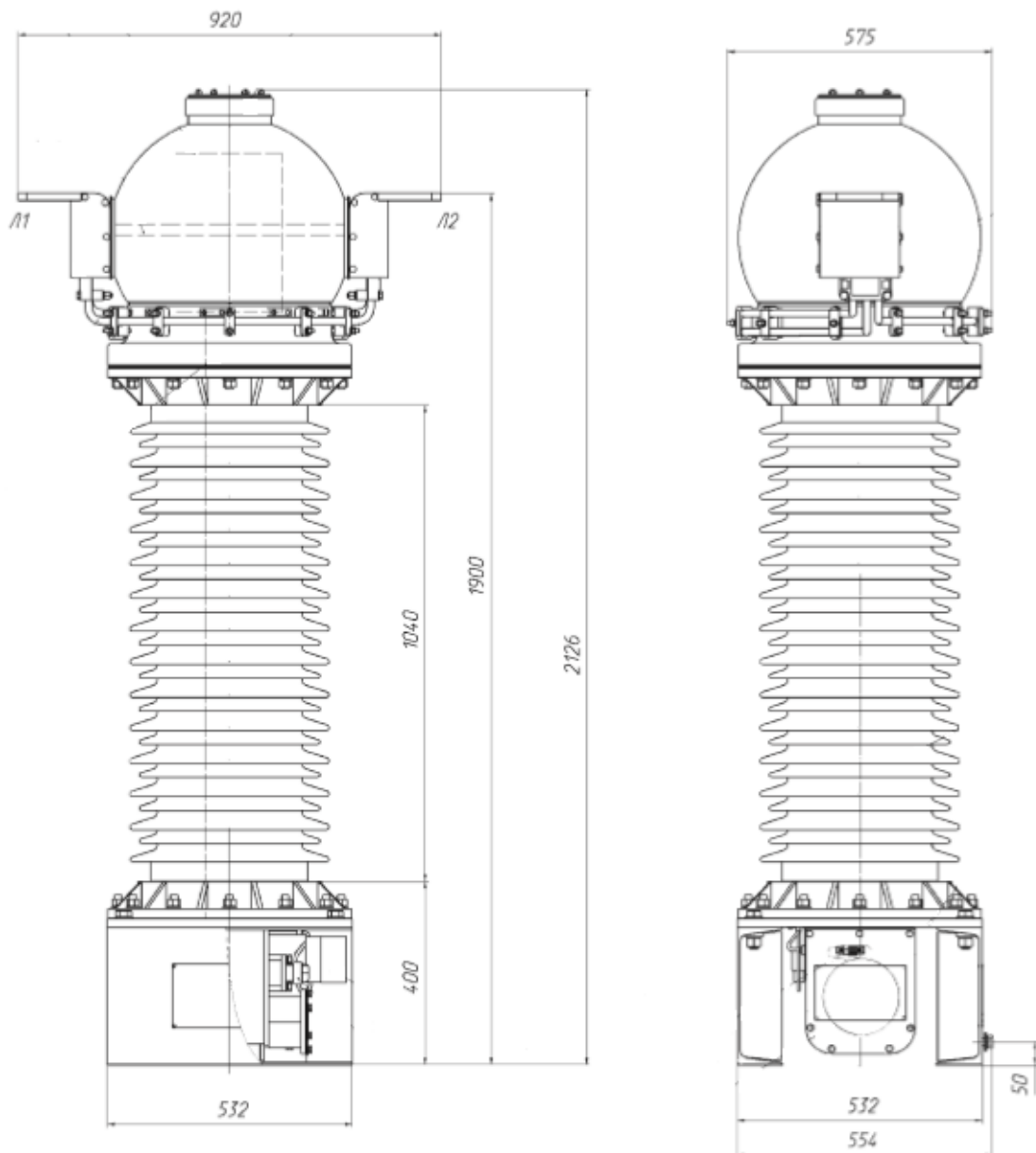


Рисунок 8 – Трансформатор тока ТРГ – 110 «Энергомаш»

### 3.4 Выбор проводников на высокою сторону подстанции ОСВ

Далее приведен выбор проводников на высокою сторону подстанции ОСВ, номинальное напряжение 110 кВ. Сечение выбирается по экономической плотности тока, которая в свою очередь равна  $J_{ЭК} = 1 \text{ А/мм}^2$  [10].

$$I_{НОРМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80 \text{ А};$$

$$S = \frac{I_{НОРМ}}{J_{ЭК}} = \frac{80}{1} = 80 \text{ мм}^2.$$

Намечаются к установке сталеалюминевые провода марки АС 95/16.

Проверка сечения на нагрев, по максимальному рабочему току:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5 \text{ А} \leq 330 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость не нужна, потому что шины выполнены голыми проводами на улице.

Проверка проводников на электродинамическую стойкость не нужна, потому что  $I_k^{(3)} < 20 \text{ кА}$ , исходя из ПУЭ.

Проверка по условиям коронирования нужна, согласно ПУЭ при напряжении выше 35 кВ.

Коронный разряд будет при значении напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,8 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 21,94 \text{ кВ/см.}$$

Проверка отсутствия короны по условию:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 21,94 = 23,47 \text{ кВ/см;}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,8 = 30,42 \text{ кВ/см;}$$

$$23,47 \leq 30,42.$$

В итоге получается что проводники АС 95/16 коронировать не будут. Проводники АС 95/16 приняты к установке на сторону ВН подстанции ОСВ.

### 3.5 Выбор выключателя на низкую сторону 6 кВ подстанции ОСВ

Максимальный ток с учетом перегрузки рассчитывается далее:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1959 \text{ А.}$$

Намечаем к установке на вводные ячейки подстанции ОСВ вакуумные выключатели фирмы Schneider Electric типа Evolis EF с номинальным током работы 2500 А и номинальным током отключения равным 25 кА.

Класс напряжения 6 кВ на низкой стороне взят исходя из того, что в цеху очистных сооружений воды преобладают мощные насосы, рассчитанные на класс напряжения 6 кВ и установка дополнительных трансформаторов у каждого агрегата будет весьма затратная.

Таблица 11 - Проверка выключателей предполагаемых к установке на ОСВ

Величина	Проверка	Значения
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$6 \leq 6$
Номин. длительный ток, А	$I_{р.д.} \leq I_{ном}$	$1959 < 2500$
Симметр. ток отключения, кА	$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$12,5 < 25$
Отключение апериодической составляющей тока к. з., кА	$i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	$24,4 < 49,5$
Номин. ток включения, кА	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$	$12,5 < 25$
Допустимый ударный ток, кА	$i_{н.дин} \geq i_{у.расч}$	$62,5 > 35$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> · с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$10,14 < 25^2 \cdot 3$
Включающий ток, кА	$i_y \leq I_{вкл.мах}$	$33,6 < 62,5$

Выключатель типа Evolis EF соответствует установленным требованиям и принят к установке на вводные ячейки, а так же как секционный выключатель на перемычку.

На отходящие линии устанавливается вакуумные выключатели с номинальным током работы 1000 А и номинальным током отключения равным 25 кА.

### 3.6 Выбор трансформатора тока на сторону 6 кВ подстанции ОСВ

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам тока класса напряжения 6 кВ, приведены в таблице 12. Принимаем к установке трансформатор тока ТОЛ – 10 [11].

Схема соединения полная звезда.

Номинальный ток ТТ равен 2000 А.

Таблица 12 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	S <sub>A</sub> , ВА	S <sub>B</sub> , ВА	S <sub>C</sub> , ВА
Амперметр	ЦА 2101	10	-	-

Продолжение таблицы 12

Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	-	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		15,1	0,1	5,1

Определим сечение проводов для соответствующих трансформаторов тока. Найдём сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{15,1}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Определим номинально допустимое сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1,2 - 0,6 - 0,1 = 0,5 \text{ Ом}$$

Расчётная длина проводов определяется необходимой схемой соединения обмоток трансформаторов тока. Для проверяемого трансформатора тока необходимо соединение обмоток в полную звезду. Таким образом, длина проводов будет составлять:

$$l_{\text{расч}} = l = 60 \text{ м}$$

Определим минимальное сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,5} = 2,1 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение медного провода 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 3.7 Выбор измерительного трансформатора напряжения на низкую сторону подстанции ОСВ

К установке на подстанцию ОСВ в ячейку намечен трансформатор напряжения марки ЗНОЛП-К-10(6)У2 производителя «Фирма КЭРС».

Измерительные приборы и их мощности, необходимые для подключения к трансформаторам напряжения секций шин, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Мощность измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр для измерения фазных напряжений	ВР-М03-1	2
Регистрирующий вольтметр	Н 3092	15
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1
ИТОГО		22,1

$$22,1 = S_{\text{приб}} < S_{\text{НОМ}} = 50$$

Потребляемая мощность приборов меньше максимальной вторичной нагрузки, выбранный трансформатор напряжения подходит к эксплуатации по допустимой вторичной нагрузке.



### 3.8 Выбор жестких шин в цепи трансформатора со стороны 6 кВ

Выбор жестких шин в цепи трансформатора со стороны 6 кВ будет производиться исходя из значений максимальной мощности, по годовому графику.

Расчетный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{9070}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 780 \text{ A.}$$

Далее сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} = \frac{780}{1,3} = 600 \text{ мм}^2.$$

Намечены шины прямоугольного сечения  $60 \times 10 \text{ мм}^2$  марки АДЗ1Т с  $I_{ном} = 2010 \text{ A}$ . По току и условию нагрева шины проходят.

Необходимо определить минимальное сечение шин по условию термической стойкости:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{10,14 \cdot 10^3}}{90} = 35,4 \text{ мм}^2.$$

Шины термостойки, так как  $35,4 \text{ мм}^2 \leq 600 \text{ мм}^2$ . Необходимо определить частоту собственных колебаний шины, для этого используются: момент инерции поперечного сечения шины  $J$ , модуль упругости материала шины  $E$ , основная собственная частота шины  $r_1$ , берется из [№] и масса шины  $m$ .

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5 \cdot 10^{-8}}{1,62}} = 43,27 \text{ Гц.}$$

Если частота свободных колебаний получается менее 200 Гц, возникает механический резонанс, и необходимо добиться исключения резонанса, изменяя длину:

$$200 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (4)$$

$$l^2 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad l = 0,5 \text{ м.}$$

Далее необходимо проверить на электродинамическую стойкость. Тут учитываются расстояние между фазами  $a$ , длина пролета  $l$ , коэффициента формы  $k_\phi$ , коэффициента зависящего от расположения проводников  $k_{расп}$  и коэффициента зависящего от условий расположения шины  $\lambda$ . Допустимая  $\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$ .

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l^2 \cdot i_{y0}^2 \cdot k_\phi \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 33600^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 5,09 \text{ МПа.}$$

К установке намечаем опорный изолятор высотой 134 мм ИОР-6-250.

Опорные изоляторы подразделяют на стержневые и штыревые изоляторы. Опорные стержневые изоляторы применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей [19]. Необходимо определить максимальную и допустимую нагрузку на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot k_\phi \cdot k_{расп} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{33600^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 122,2 \text{ Н};$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 2500 \cdot \frac{0,134}{0,134+0,01+0,006} = 1340 \text{ Н.}$$

Изолятор удовлетворяет требованиям.

К установке намечаем проходной изолятор ИП-10/1000-750. Номинальный ток 1000 А. Необходимо определить максимальную и допустимую нагрузку на изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{33600^2}{0,8} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 28,2 \text{ Н;}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Изолятор удовлетворяет требованиям.

#### 4 Релейная защита подстанции ОСВ

В качестве основной защиты силовых трансформаторов используется микропроцессорная система «Сириус – Т» [7] как дифференциальная. Данное устройство микропроцессорной защиты подключается ко вторичным цепям трансформаторов тока, которые установлены на двух сторонах силового трансформатора. Комбинация подключения по току 5/5, то есть ток вторичных цепей трансформаторов тока на высокой и низкой сторонах имеет значение 5 А. Фаза и величина токов выравнивается внутри устройства цифровым методом. Продольная дифференциальная защита, основанная на «Сириус – Т», содержит две ступени:

- ДЗТ – 1 – быстродействующая ТО;
- ДЗТ – 2 – чувствительная диф. защита с отстройкой от токов намагничивания и с торможением от сквозного тока.

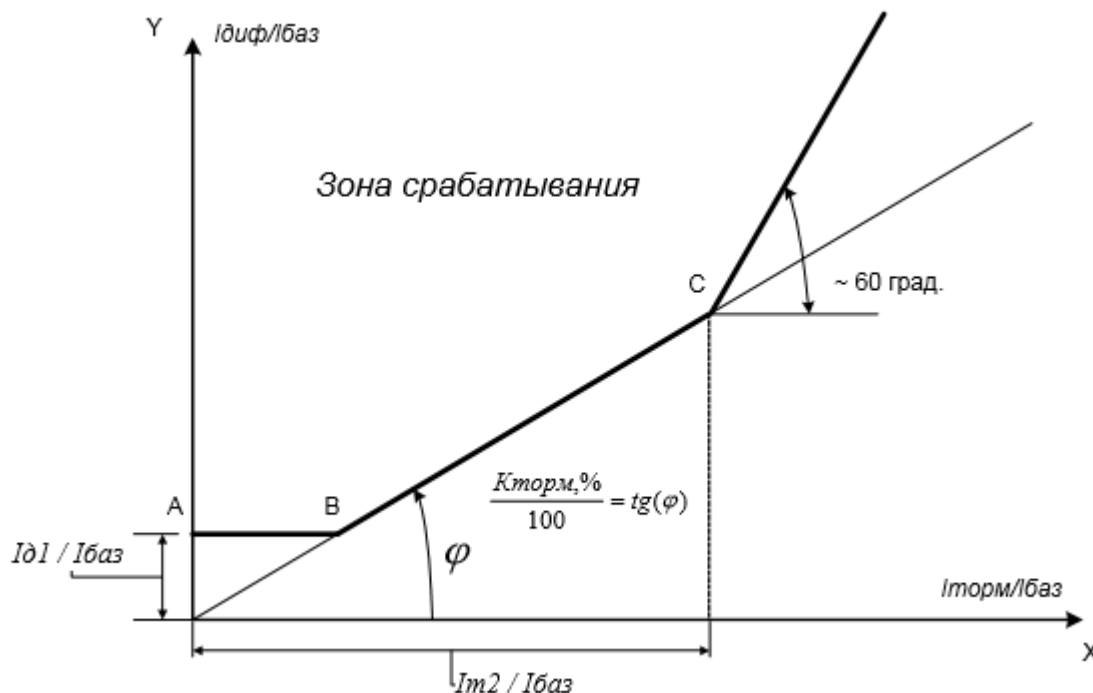


Рисунок 9 - Характеристика ступени ДЗТ – 2

Необходимо определить величину токов протекающих во вторичной обмотке трансформаторов тока, расчет приведен в таблице 14.

Таблица 14 - Определение вторичных токов, в зависимости от номинальной мощности силового трансформатора

Название величины	Способ расчета, обозначение	Полученные значения	
		ВН	НН
Номинальный ток трансформатора, определяется по мощности, А	$I_{H1} = \frac{S_{T.H}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1400$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_T$	150/5	2000/5
Схема соединения обмоток ТТ	Y или D	Y	Y
Ток во вторичных обмотках ТТ по номинальной мощности, А	$I_{H1} = \frac{I_{H2} \cdot k_{cx}}{K_T}$	$\frac{80,3 \cdot 1}{150/5} = 2,68$	$\frac{1400 \cdot 1}{2000/5} = 3,5$
Принимаются уставки	Диапазон 0,15 – 30,00 А	2,68	3,5

Полученные токи уставок должны входить в требуемый диапазон, в данном случае это от 1,01 до 10,00 А. Токи в 2,68 и 3,5 А удовлетворяют этому промежутку. Так же учитывается диапазон размаха РПН, уставка «Размах РПН, %».

Далее приведен расчет чувствительной защиты (ДЗТ – 2) в таблице 15.

Таблица 15 - Расчет уставок для чувствительной защиты ДЗТ – 2

Название величины	Способ расчета, обозначение	Полученные значения
Ток небаланса, (протекание тока равному базисному)	$I_{H.PACЧ*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$
Уставка срабатывания	$K_{ОТС} \cdot I_{H.PACЧ*}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Принятая уставка срабатывания	Диапазон (0,3 – 1,0) $I_{БАЗ}$	0,5
Тормозной ток, коэффициент снижения	$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{H.PACЧ*}$	$1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815$
Коэффициент торможения, %	$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot I_{H.PACЧ*} \cdot K_{ОТС}}{K_{СН.Т}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,37 / 0,815 = 55$
Вторая точка излома, уставка	Диапазон (1,0 – 2,0) $I_{НОМ}$	2,0
Блокировка по второй гармонике, уставка	Диапазон (0,06 – 0,20) $I_{НОМ}$	0,15

Далее необходимо узнать величины уставок для дифференциальной отсечки. Для этого необходим наибольший ток внешнего короткого замыкания на низкой стороне, ток небаланса при внешнем коротком замыкании. Все необходимые расчеты приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Уставки токовой отсечки

Название величины	Способ расчета, обозначение	Полученные значения
Наибольший ток внешнего КЗ, низкая сторона, приведенный к высокой стороне	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}$	746
Наибольший ток внешнего КЗ, приведен к ном. току трансформатора	$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}}$	$746/80,3 = 9,29$
Ток небаланса, внешнее короткое замыкание	$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 9,29 = 6,6$
Уставка срабатывания от бросков тока намагничивания и небаланса, выбор	Условие: $I_{НБ} \geq 6$	Принимаем 6,6
Уставка срабатывания от бросков тока намагничивания и небаланса, принятое	Диапазон: 4,0 – 30,0 от $I_{БАЗ}$	6,6

## 5 Собственные нужды подстанции ОСВ

Согласно СТО [9], системы собственных нужд подстанции обязаны обеспечивать надежную работу электротехнического и технологического оборудования собственных нужд в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Сеть 0,4 кВ обязана выполняться с глухозаземленной нейтралью. А для питания ответственных потребителей необходимо использовать сеть 220 В постоянного тока.

На двух трансформаторных подстанциях 35 – 750 кВ необходима установка двух ТСН (трансформатор собственных нужд), их мощность выбирается исходя из нагрузки собственных нужд подстанции, учитывается допустимая перегрузка при выполнении ремонтных работ и отказе одного из трансформаторов[8].

Перечень потребителей собственных нужд подстанции и зависит от типа подстанции, в данном случае тупиковая, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Трансформаторы собственных нужд возможно присоединить к сборным шинам РУ 6 кВ, но в данном случае возникает проблема, нарушается электроснабжение собственных нужд, если РУ выйдет из строя. И из за этой проблемы, трансформатор собственных нужд необходимо подключать к выводам низшего напряжения силовых трансформаторов между самим трансформатором и выключателем 6 кВ.

Все необходимые расходы на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 17.

К установке на подстанцию ОСВ, в качестве трансформатора собственных нужд принят ТМГ – 63/6 У1. В ячейку данный трансформатор, ввиду своих габаритов, не помещается, устанавливается снаружи.



Таблица 17 – Собственные нужды подстанции ОСВ

Вид затраты	Мощность, кВт
Устройства охлаждения для СТ	4
Подогрев выключателей и приводов	4
Подогрев приводов разъединителей	5
Отопление, освещение ОПУ	20
Подогрев ячеек	18
Вентиляция аккумуляторной	15
Освещение ОРУ	3
Зарядные устройства	10

Итого получается 79 кВт, с учетом коэффициента перегрузки:

$$S_{\text{тсн}} = 0,7 + \cdot \sum P = 0,7 \cdot 79 = 55,3 \text{ кВт.}$$

## 6 Расчет заземления ОСВ

Смысл заземления подстанции заключается в том, что бы обеспечивать электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением между корпусами защищаемого оборудования и землей. Следовательно, снижается напряжение прикосновения во время замыкания на корпус электрооборудования. Все потенциально опасные части электрооборудования подключаются к заземляющему устройству [2].

Внешний контур заземления для подстанции замкнутый и состоит из определенного количества вертикальных электродов, которые представляют собой стальные стержни определенной длины и диаметра, и горизонтального заземлителя, находящегося на определенной глубине. Так же заземляющими проводниками могут служить металлические конструкции зданий.

Из за неоправданных потерь при установке заземления рассчитанного по допустимому сопротивлению, расчет заземления будет произведен по напряжению прикосновения.

Исходные данные:

- площадь подстанции, периметр 41 x 58 м;
- 4×40мм – размеры соединительных полос;
- глубина заложения полосы – 0,7 м;
- грунт однородный  $\rho_{\text{вс}} = \rho_{\text{з}} = 40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- длина и диаметр стержней –  $l_{\text{г}} = 5 \text{ м}$ ;  $D = 14 \text{ мм}$ ;
- расстояние между стержнями  $A = 5 \text{ м}$ ;
- длина горизонтальных заземлителей  $L_{\text{г}} = 1427 \text{ м}$ .

Для  $\tau = 0,3 \text{ с}$ , находим  $U_{\text{пр.дон}} = 350 \text{ В}$ .

К установке принята сетка с 182 прямоугольными ячейками. И 36 вертикальными проводниками с длиной равной 5 м и расстоянием между ними в 5 м.

Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_c}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 1427}{5 \cdot \sqrt{41 \cdot 58}}\right)^{0,45}} = 0,1.$$

Здесь М зависит от степени однородности грунта, так как грунт однородный,  $\rho_1/\rho_2 = 1$ , то  $M = 0,5$ .

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94,$$

где  $R_q = 1000 \text{ Ом}$ ,  $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$ .

Далее напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон}}{k_{II}} = \frac{350}{0,1} = 3500 \text{ В.}$$

Значение находится в пределах допустимого, меньше 10 кВ.

Следующий шаг, определение сопротивления заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{3500}{11140} = 0,32 \text{ Ом.}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат, сторона квадрата:

$$\sqrt{S} = \sqrt{41 \cdot 58} = 48,8 \text{ м.}$$

Далее количество ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{1427}{2 \cdot 48,8} - 1 = 13,6.$$

Принимаем  $m = 14$ .

Необходимо определить длину полос в расчетной модели:

$$L_2 = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 48,8 \cdot 15 = 1464 \text{ м.}$$

Далее длинна стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{48,8}{9} = 5,4 \text{ м.}$$

Вертикальные электроды лучше применять, когда они расположены по периметру. Число вертикальных заземлителей:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{44,8 \cdot 4}{5} = 35,84.$$

Принято  $n_g = 36$ . Далее общая длинна вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 36 = 180 \text{ м.}$$

Определяется относительная глубина погружения электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{48,8} = 0,117 > 0,1,$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot 0,117) = 0,355.$$

Далее вычисление общего сопротивления сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,355 \cdot \frac{40}{48,8} + \frac{40}{1464+180} = 0,31 \text{ Ом},$$

что, меньше  $R_{3,доп} = 0,32 \text{ Ом}$ .

Далее найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,1 \cdot 11140 \cdot 0,31 = 345 \text{ В}.$$

Что меньше допустимого, следовательно, дополнительная подсыпка не требуется.

## 7 Молниезащита подстанции ОСВ

Оборудование подстанции должно быть в должной степени защищено от прямых ударов молнии, делается это с помощью молниеотводов.

Молниеотвод это комплекс, который состоит из молниеприемников, заземлителей и токоотводов. Молниеприемником называется устройство, предназначенное для перехвата молнии. Молния, стремится найти кратчайший путь от места своего образования, до земли. Токоотвод предназначен, что бы отвести большие токи молнии от молниеприемника к заземлителю. В целях снижения вероятности возникновения опасного искрения токоотводы должны быть расположены так, что бы между точкой поражения и землей ток растекался по нескольким параллельным путям и длина этих путей должна быть сведена к минимуму [15].

Существует два варианта молниеотводов: стержневые и тросовые. Стержневые нужны для защиты от прямых ударов в здание, а тросовые в качестве защиты линий электропередачи.

Так же молниезащита разделяется и по типу, бывает: одиночной тросовой, многократной тросовой, одностержневой, многократностержневой и двухстержневой одинаковой или разной высоты.

Суть расчета молниезащиты заключается в определении ее параметров:

- полной высоты стержневого молниеотвода;
- высоты вершины конуса стержневого молниеотвода;
- радиуса конуса защиты;
- высоты сооружения находящегося под защитой;
- расстояния между стержневыми молниеприемниками;
- максимального расстояния которое может быть между стержневыми молниеприемниками.

Далее приведен расчет двойного стержневого молниеотвода.

Исходные данные:

$h = 28 \text{ м}$  – полная высота стержневого молниеотвода;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 28 = 23,8 \text{ м}$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода;

$h_x = 11,35 \text{ м}$  – высота защищаемого сооружения;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 28 = 33,6 \text{ м}$  – радиус конуса;

$L = 30,8 \text{ м} \leq 4h$  – расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 28 = 119 \text{ м}$  – предельное расстояние между стержневыми молниеприемниками.

Необходимо определить высоту средней части двойного стержневого молниеотвода:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0 = \frac{119 - 32,2}{119 - 63} \cdot 23,8 = 36,89 \text{ м},$$

где  $L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 28 = 63 \text{ м}$ .

Далее рассчитывается максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{33,6 \cdot (23,8 - 11,35)}{23,8} = 17,6 \text{ м};$$

Необходимо определить длину горизонтального сечения, на высоте  $h_x \leq h_c$ :

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{30,8}{2} = 15,4 \text{ м}.$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{33,6 \cdot (36,89 - 11,35)}{36,89} = 23,3 \text{ м.}$$

По проведенным расчетам можно сделать вывод. Что 4 стержневых молниеотвода, которые расположены на порталах способны защитить ОРУ от прямых ударов молнии. Общая высота молниеотвода 28 м.



## Заключение

В выпускной квалификационной работе «Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «ОСВ»» выполнено:

- расчет электрических нагрузок предприятия;
- выбор числа и мощности силовых трансформаторов, к установке приняты трансформаторы марки ТДН – 16000/110 производства компании «Тольяттинский Трансформатор»;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного оборудования на подстанцию, такого как разъединители, выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и проводники;
- расчет уставок релейной защиты на базе «Сириус – Т»;
- расчет молниезащиты и заземления.

Так же были рассчитаны собственные нужды подстанции и выбраны трансформаторы собственных нужд марки ТМГ – 63/6.

## Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. - СПб.: Энерготомиздат, 2003.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энерготомиздат, 2005.
3. Правила по охране труда и эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство стандартов, 2016.
4. ГОСТ Р 52735 – 2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартинформ, 2007.
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: ФСК ЕЭС, 2009.
6. Тольяттинский трансформатор. Номенклатурный каталог. – Тольятти: Тольяттинский трансформатор, 2013.
7. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: «РАДИУС Автоматика», 2013.
8. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций 10-е изд. / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Академия, 2013.
9. СТО 70238424.29.240Л0.013-2009. Системы собственных нужд подстанции. Условия создания. Нормы и требования – Введ. 2010-01-11. – М.: НП «ИНВЭЛ», 2009.
10. Кудрин, Б. Н. Электроснабжение. / Б.И. Кудрин – М.: Академия, 2012.
11. Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2017. – Екатеринбург: Свердловский завод трансформаторов тока, 2017.
12. Высоковольтная аппаратура. Выключатели элегазовые серии ВГТ на напряжение 35, 110 и 220 кВ. Каталог продукции. - Екатеринбург: Энергомаш, 2016.

13. Высоковольтная аппаратура. Трансформаторы тока элегазовые серии ТРГ на напряжение 35, 110 и 220 кВ. Каталог продукции. - Екатеринбург: Энергомаш, 2016.
14. Высоковольтная аппаратура. Разъединители наружной установки серии РПД и РПДО на 110 и 220 кВ. Заземлители наружной установки серии ЗРО на 110 и 220 кВ. Каталог продукции. - Екатеринбург: Энергомаш, 2016.
15. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммутаций. Введ. 2003-06-30. – М.: МЭИ, 2004.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под редакцией Б.Н. Неклепаева. – М.: МЭИ, 2014.
17. Петрова, Л.Г. Электротехнические материалы: Учебное пособие. / Л.Г. Петрова, М.А. Потапов, О.В. Чудина. – М.: МАДИ (ГТУ), 2008.
18. Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению: ГОСТ 2.701-2008. М.: Издательство стандартов, 2008.
19. Привалов, Е. Е. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. – Ставрополь: «Параграф», 2014.
20. Сибикин, Ю. Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий. Справочник. / Ю. Д. Сибикин. – М.: «Кнорус», 2016.
21. Energy, Sustainability and Society Springer Open. Regional energy demand in Japan: dynamic shift-share analysis [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/2192-0567-2-22>. - (Дата обращения: 5.04.2017).
22. Energy, Sustainability and Society Springer Open. Prosumption and the distribution and supply of electricity [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

[http:// energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/s13705-016-0076-x](http://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/s13705-016-0076-x). -  
(Дата обращения: 27.02.2017).

23. Paperity open science aggregated [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://paperity.org/p/78081767/electricity-peak-demand-in-uganda-insights-and-foresight>. - (Дата обращения: 7.10.2016).

24. CORE Aggregating the world's open access research papers [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/display/74274220>. (Дата обращения: 20.03.2017).

25. Energy, Sustainability and Society Springer Open. Energy savings by adopting precision agriculture in rural USA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/s13705-016-0076-x>. - (Дата обращения: 27.02.2017).