

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Основной целью выпускной квалификационной работы является выполнение проекта реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ "ОСК" с использованием нового современного оборудования. Реконструкция направлена на повышение эффективности подстанции "ОСК" в целях повышения надёжности электроснабжения всех потребителей.

Реконструкция электрической части подстанции 110/6 кВ «ОСК» произведена на сторонах высокого (110 кВ) и низкого (6 кВ) напряжений. Выполнен расчет ожидаемых нагрузок по подстанции. Произведен выбор типа и мощности силовых трансформаторов. Выполнен расчет симметричных и не симметричных токов короткого замыкания для проверки и выбора проводников и аппаратов на сторонах высокого и низкого напряжений. На подстанции выбрана система постоянного оперативного тока. Произведены расчеты релейной защиты силовых трансформаторов подстанции на базе микропроцессорного блока защиты «Сириус-Т». Проведен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции. Для электроснабжения потребителей собственных нужд выбраны и рассчитаны трансформаторы собственных нужд подстанции «ОСК».

Выпускная квалификационная работа состоит из 65 страниц, 16 таблиц и графической части, включающей в себя 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of substation 110/6 kV "OSK"».

The graduation work consists of 65 pages, which include an explanatory note, 16 tables and a graphic part, which includes 6 drawings of the A1 format. The aim of the final qualifying work is the reconstruction of the substation 110/6 kV "OSK" using modern equipment. This reconstruction is aimed at increasing the efficiency of the substation "OSK" in order to improve the reliability of electricity supply to all consumers.

Reconstruction of the electrical part of substation 110/6 kV «OSK» will be carried out on the sides of high (110 kV) and low (6 kV) voltage. First we determine the expected electrical loads by substation. Next we choose the type and power of the power transformers. Next we calculated the symmetrical and non-symmetric short-circuit currents for the selection of conductors and apparatus on the sides of high (110 kV) and low (6 kV) voltages. We then made a choice of constant operational current. Next we calculated the relay protection, grounding, lightning protection and consumption of the substation's own needs.

As a result of the reconstruction, we can observe that the substation 110/6 kV "OSK" meets all the standards of reliable and uninterrupted power supply to consumers and can be put into operation.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта подлежащего к реконструкции.....	6
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции.....	7
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
3.1 Расчет для трансформаторов 2хТДН-16000/110/6	11
3.2 Расчет для трансформаторов 2хТДН-25000/110/6	14
4 Определение токов короткого замыкания.....	19
4.1 Расчет токов трехфазных КЗ.....	19
4.2 Расчет токов несимметричных КЗ	23
5 Выбор электрических проводников и аппаратов	27
5.2 Выбор разъединителей	30
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	31
5.4 Выбор трансформаторов напряжения	36
5.5 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ.....	36
5.6 Выбор проводников шинного моста на стороне низкого напряжения	39
5.7 Выбор кабелей на стороне 6 кВ.....	42
6 Выбор оперативного тока	45
7 Релейная защита.....	46
8 Определение собственных нужд подстанции	51
9 Расчет заземления	53
10 Расчет молниезащиты подстанции	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ.....	63

ВВЕДЕНИЕ

Очистные сооружения – это учреждения, где происходит процесс очистки загрязненной воды, удаления вредных примесей из жидких отходов с последующим возвращением очищенной воды в окружающую среду. Жидкие отходы попадают в сточные воды из жилых и коммерческих зданий, а также от промышленных предприятий.

Очистные сооружения представляют собой целый комплекс различных инженерных систем, которые зачастую занимают большую площадь. Их целью является очистка сточных вод, для того чтобы ее можно было использовать в дальнейшем. Центром этого комплекса является трансформаторная подстанция 110 кВ. За долгое время эксплуатации ПС не было ни единой реконструкции. Было выявлено, что существующее оборудование физически и морально устарело, а эксплуатация устаревшего оборудования может привести к росту аварийности, снизить надёжность энергетических объектов и живучесть энергосистем, что в дальнейшем приведет к остановке производства. Если не будет происходить очистка жидких отходов с различных городов и поселков, то состояние экологии в таких регионах будет губительным. Ведь вся загрязненная вода будет оказываться в водоемах и тем самым загрязнять всю окружающую экосистему. Из-за этого начнет погибать рыба, растения, растущие в воде, а также будет отравлена вся почва вокруг водоема. Кроме того следует учесть еще и то, что грязными отходами будут загрязнены и водостоки из которых выпитывается вода для нужд человека. Все это может нанести вред человеческому здоровью. По этой причине было принято решение произвести замену существующего оборудования на новое.

1 Характеристика объекта подлежащего к реконструкции

Подстанция 110/6 кВ «ОСК» расположена на территории биологических очистных сооружений (БОС). БОС находятся в Самарской области, Комсомольском р-не в 1,5 км к югу с. Васильевка.

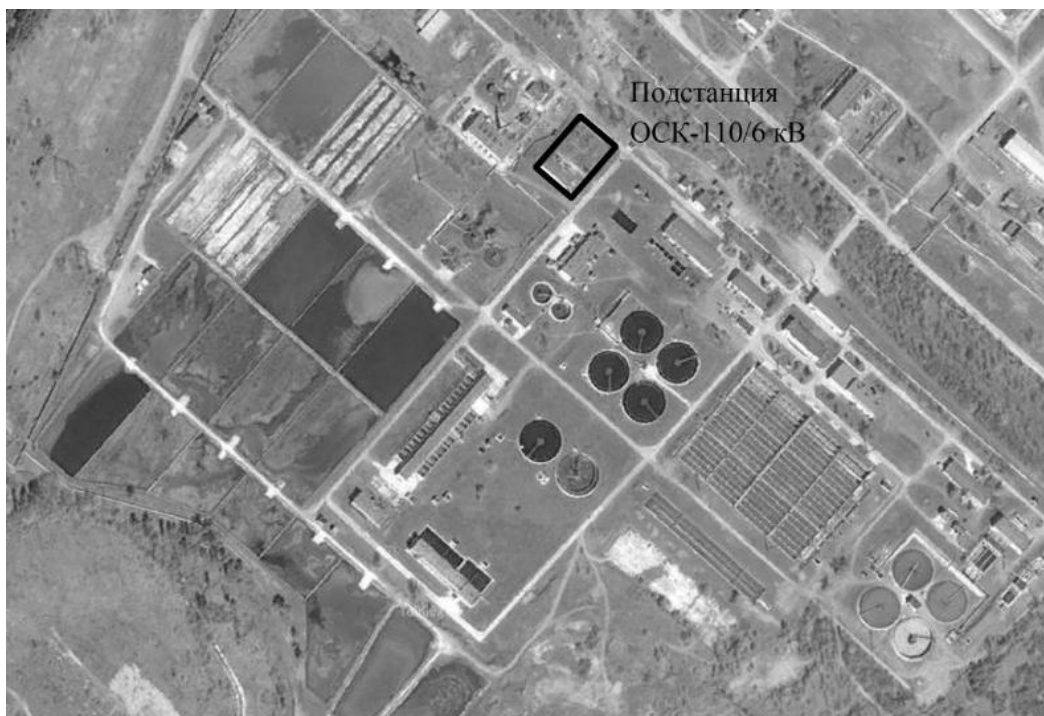


Рисунок 1.1 – Месторасположение подстанции 110/6 кВ «ОСК»

Подстанция 110/6 кВ «ОСК» была введена в эксплуатацию в 1960 году. На сегодняшний день площадь данной подстанции составляет 2145 м². Эта подстанция снабжает электроэнергией биологические очистные сооружения, кладбище АО «Квант», СНТ «Зеленовка», ООО «Дженерал Сервис», ООО «Логопарк Волга», Поволжскую шинную компанию (ПШК). Большинство потребителей относятся к I и II категории электроснабжения. По конструктивному исполнению распределительные устройства подстанции 110/6 кВ «ОСК», подразделяется на: ОРУ-110 кВ (открытое распределительное устройство); ЗРУ-6 кВ (закрытое распределительное устройство).

Подстанция 110/6 кВ «ОСК» снабжена двумя силовыми трансформаторами 2x15 МВ·А типа ТДН-15000/110/6.

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции

Рассчитаем реактивную и полную мощность электрических приемников для всех потребителей биологических очистных сооружений. Так как расчет для всех приемников аналогичен, рассмотрим его на примере СД №4 и конечный результат будет занесен в таблицу 2.1.

$$\cos \varphi = 0,9; \operatorname{tg} \varphi = 0,48,$$

$$Q_n = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.1)$$

$$Q_n = 1000 \cdot 0,48 = 480 \text{ квар},$$

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}, \quad (2.2)$$

$$S_n = \sqrt{1000^2 + 480^2} = 1109,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таблица 2.1 – Характеристика потребителей

№	Наименование ячейки	U_n , кВ	P_n , кВт	Q_n , квар	S_n , кВ·А
1	ТП кладбища АО "Квант" 200/6/0,4	6	160	76,8	177,5
2	СД №4	6	1000	480	1109,2
4	ТП УФО 1Т 400/6/0,4	6	315	151,2	349,4
8	СД №5	6	1000	480	1109,2
10	ТП ЦНС 1000/6/0,4	6	750	360	831,9
12	СД №6	6	1000	480	1109,2
14	АД №3	6	1000	480	1109,2
15, 34	РП №21				
	АД №8	6	800	384	887,4
	ТП НСД 1000/6/0,4	6	720	345,6	798,6
	АД №9	6	800	384	887,4
	ТП НСД 1000/6/0,4	6	720	345,6	798,6

Продолжение таблицы 2.1

16, 26	РП №20				
	СД №1	6	1300	624	1442,0
	СД №2	6	1300	624	1442,0
	ТП ВДС КТП-1 320/6/0,4	6	250	120	277,3
	ТП ВДС КТП-2 320/6/0,4	6	250	120	277,3
	СД №3	6	1300	624	1442,0
18	СД №1	6	1000	480	1109,2
22	АД №2	6	1000	480	1109,2
24	ТП ЦНС 1000/6/0,4	6	750	360	831,9
25	ТП УФО 2Т 400/6/0,4	6	320	153,6	355,0
28	СД №7	6	1000	480	1109,2
30	ТП СНТ "Зеленовка" 630/6/0,4	6	500	240	554,6
	ТП ООО "Логопарк Волга" 630/6/0,4; 1000/6/0,4	6	1250	600	1386,5
	ТП ООО "Дженерал Сервис" КТП- 250/6/0,4	6	180	86,4	199,7
	ТП ПШК 1000/6/0,4	6	785	376,8	870,7
32	ТП насосной станции №2 320/6/0,4	6	250	120	277,3
33	ТП Хлораторная 400/6/0,4	6	325	156	360,5
Σ			20025	9612	22212,4

Максимальная полная мощность по подстанции:

$$S_{\max}^{ПС} = \sum S_n^i, \quad (2.3)$$

$$S_{\max}^{ПС} = 22212,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

С помощью годового графика нагрузки по продолжительности найдем значение электроэнергии, используемой заданными потребителями:

$$W_{ПС} = \sum P_n^i(t) \cdot t_n^i, \quad (2.4)$$

$$W_{ПС} = 20025 \cdot (1 \cdot 2,8 + 0,9 \cdot 2,2 + 0,75 \cdot 3,76) = 152190 \text{ } MBm \cdot \text{ч}.$$

Определим значение времени максимальной годовой нагрузки для подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}}, \quad (2.5)$$

$$T_M = \frac{152190}{20025} = 7600 \text{ ч}.$$

Определим коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2.6)$$

$$K_{зан} = \frac{7600}{8760} = 0,868 \text{ .}$$

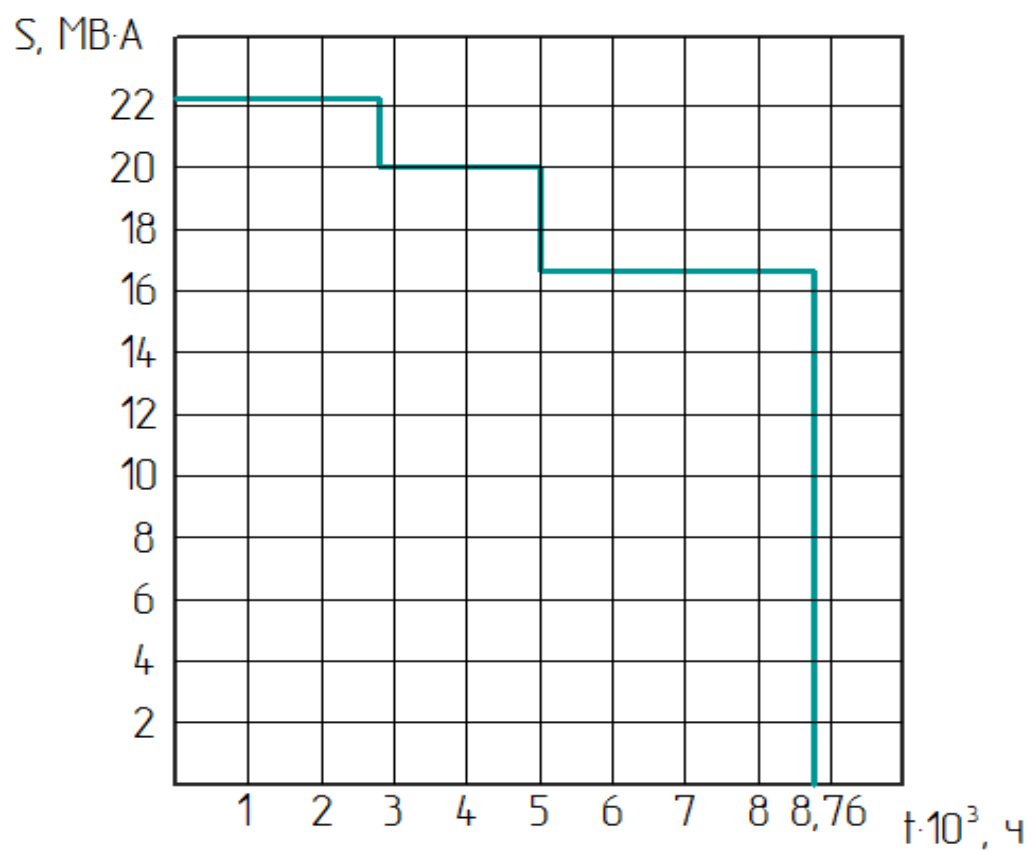


Рисунок 2.1 – График годовой нагрузки подстанции

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

$$S_{номТ} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС}, \quad (3.1)$$

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot 22212,4 = 15548,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитав номинальную мощность трансформатора можно увидеть, что трансформатор ТДН-15000/110/6 перегружен, и его необходимо заменить на более мощный. Для дальнейшего рассмотрения принимаем трансформаторы ТДН-16000/110/6 и ТДН-25000/110/6.

3.1 Расчет для трансформаторов 2хТДН-16000/110/6

Таблица 3.1 – Каталожные данные 2хТДН-16000/110/6

Тип	$S_{номТ},$ $МВ \cdot А$	Каталожные данные					
		$U_{номоб}, \text{кВ}$		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТДН-16000/110/6	16	115	6,6	10,5	79,5	13	0,2

Определим потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q_x = \frac{I_x \cdot S_{номТ}}{100}, \quad (3.2)$$

$$Q_x = \frac{0,2 \cdot 16000}{100} = 32 \text{ квар}.$$

Определим приведенные потери активной составляющей мощности силового трансформатора в режиме XX:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (3.3)$$

$$P'_x = 13 + 0,05 \cdot 32 = 14,6 \text{ кВт},$$

где $k_{un} = 0,05$ – коэффициент изменения потерь, кВт/квар.

Определим коэффициент загрузки трансформатора

$$k_3 = \frac{S_{\max}^{PC}}{2 \cdot S_{номТ}}, \quad (3.4)$$

$$k_3 = \frac{22212,4}{2 \cdot 16000} = 0,69.$$

Определим потери реактивной составляющей мощности силового трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa \cdot S_{номТ}}{100}, \quad (3.5)$$

$$Q_\kappa = \frac{10,5 \cdot 16000}{100} = 1680 \text{ квар}.$$

Определим приведенные потери активной составляющей мощности силового трансформатора в режиме КЗ:

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + k_{un} \cdot Q_\kappa, \quad (3.6)$$

$$P'_\kappa = 79,5 + 0,05 \cdot 1680 = 163,5 \text{ кВт}.$$

Определим приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_\kappa, \quad (3.7)$$

$$P'_T = 14,6 + 0,69^2 \cdot 163,5 = 92,4 \text{ кВт}.$$

Расчет суммарных потерь для трансформатора:

Определим коэффициенты загрузки обмоток высшего напряжения трансформатора на i -ой ступени:

$$k_{з.в.i} = \frac{S_{Bi}}{S_{номT}}, \quad (3.8)$$

$$k_{з.в.1} = \frac{22212,4}{2 \cdot 16000} = 0,69,$$

$$k_{з.в.2} = \frac{19991,2}{2 \cdot 16000} = 0,62,$$

$$k_{з.в.3} = \frac{16659,3}{2 \cdot 16000} = 0,52,$$

Таблица 3.2 – Расчет суммарных потерь для трансформатора

I	$S_{Bi},$ $кВ \cdot А$	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$k_{з.вi}$	$\Delta W_{к.вi},$ $кВт \cdot ч$
1	22212,4	2	2800	81760	0,69	435917,2
2	19991,2	2	2200	64240	0,62	276537,4
3	16659,3	2	3760	109792	0,52	332462,2
Σ				255792		1044917
				$\Delta W_{ПC} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.в} = 1300709 \text{ кВт} \cdot ч$		

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДН-16000/110/6 кВ:

Расчет стоимости 1 $кВт \cdot ч$ электроэнергии:

$\alpha = 7550$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 $кВт$ договорной мощности;

$\beta = 1,13$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый $кВт \cdot ч$ активной энергии.

$$C_{\vartheta} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.9)$$

$$C_{\vartheta} = \frac{7550}{7600} + 1,13 = 2,12 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\vartheta} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\vartheta}, \quad (3.10)$$

$$I_{\vartheta} = 1300709 \cdot 2,12 = 2757503 \text{ руб.}$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$E_H = 0,15,$$

$$K = 19000000 \cdot 2 = 38000000 \text{ руб.},$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094,$$

$$I_O = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.11)$$

$$I_O = 0,094 \cdot 38000000 = 3572000 \text{ руб.},$$

$$I = I_{\vartheta} + I_O, \quad (3.12)$$

$$I = 2757503 + 3572000 = 6329503 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.13)$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 38000000 + 6329503 = 12029503 \text{ руб.}$$

3.2 Расчет для трансформаторов 2хТДН-25000/110/6

Таблица 3.3 – Каталожные данные 2хТДН-25000/110/6

Тип	$S_{номТ},$ $МВ \cdot А$	Каталожные данные					
		$U_{ном.об}, кВ$		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ $кВт$	$\Delta P_x,$ $кВт$	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТДН- 25000/110/6	25	115	6,6	10,5	120	17	0,2

Определим потери реактивной мощности трансформатора:

$$Q_x = \frac{I_x \cdot S_{номТ}}{100}, \quad (3.14)$$

$$Q_x = \frac{0,2 \cdot 25000}{100} = 50 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери активной составляющей мощности силового трансформатора в режиме XX:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (3.15)$$

$$P'_x = 17 + 0,05 \cdot 50 = 19,5 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициент загрузки трансформатора.

$$k_3 = \frac{S_{\max}^{ПС}}{2 \cdot S_{номТ}}, \quad (3.16)$$

$$k_3 = \frac{22212,4}{2 \cdot 25000} = 0,44.$$

Определим потери реактивной составляющей мощности силового трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_{\kappa} = \frac{u_{\kappa} \cdot S_{ном T}}{100}, \quad (3.17)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{10,5 \cdot 25000}{100} = 2625 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери активной составляющей мощности силового трансформатора в режиме КЗ:

$$P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + k_{un} \cdot Q_{\kappa}, \quad (3.18)$$

$$P'_{\kappa} = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,3 \text{ кВт.}$$

Определим приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_{\kappa}, \quad (3.19)$$

$$P'_T = 19,5 + 0,44^2 \cdot 251,3 = 68,2 \text{ кВт.}$$

Расчет суммарных потерь для трансформатора:

Определим коэффициенты загрузки обмоток высшего напряжения трансформатора на i -ой ступени:

$$k_{з.в.i} = \frac{S_{Bi}}{S_{ном T}}, \quad (3.20)$$

$$k_{з.в.1} = \frac{22212,4}{2 \cdot 25000} = 0,44,$$

$$k_{з.в.2} = \frac{19991,2}{2 \cdot 25000} = 0,40,$$

$$k_{з.в.3} = \frac{16659,3}{2 \cdot 25000} = 0,33.$$

Таблица 3.4 – Расчет суммарных потерь для трансформатора

I	$S_{Bi},$ $кВ \cdot А$	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$k_{3.6i}$	$\Delta W_{к.6i},$ $кВт \cdot ч$
1	22212,4	2	2800	109200	0,44	435917,2
2	19991,2	2	2200	85800	0,40	276537,4
3	16659,3	2	3760	146640	0,33	332462,2
Σ				341640		655161,2
				$\Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.6} = 996801,2 \text{ кВт} \cdot ч$		

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДН-25000/110/6 кВ:

Расчет стоимости 1 $кВт \cdot ч$ электроэнергии:

$\alpha = 7550$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 $кВт \cdot ч$ договорной мощности;

$\beta = 1,13$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый $кВт \cdot ч$ активной энергии.

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.21)$$

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{7550}{7600} + 1,13 = 2,12 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot ч}.$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\mathcal{E}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (3.22)$$

$$I_{\mathcal{E}} = 996801,2 \cdot 2,12 = 2113219 \text{ руб.}$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$E_H = 0,15,$$

$$K = 27000000 \cdot 2 = 54000000 \text{ руб.},$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094,$$

$$I_O = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.23)$$

$$I_O = 0,094 \cdot 54000000 = 5076000 \text{ руб.},$$

$$I = I_{\text{э}} + I_O, \quad (3.24)$$

$$I = 2113219 + 5076000 = 7189219 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{пп}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.25)$$

$$З_{\text{пп}} = 0,15 \cdot 54000000 + 7189219 = 15289219 \text{ руб.}$$

Таким образом, в результате расчета технико-экономических показателей для установки на подстанции выбраны два трансформатора ТДН-16000/110/6 кВ.

4 Определение токов короткого замыкания

4.1 Расчет токов трехфазных КЗ

« Расчет выполняется для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, а также для выполнения проектирования устройств заземления и прочего оборудования» [4]. Составим расчетную схему ЭУ и обозначим расчетные точки КЗ (рисунок 4.1).

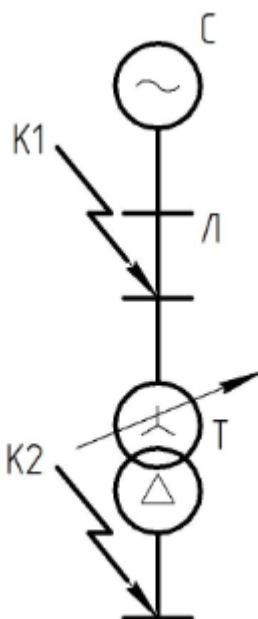


Рисунок 4.1 - Расчетная схема электроустановки

Далее, на основании данной схемы формируется эквивалентная схема замещения (рисунок 4.2).

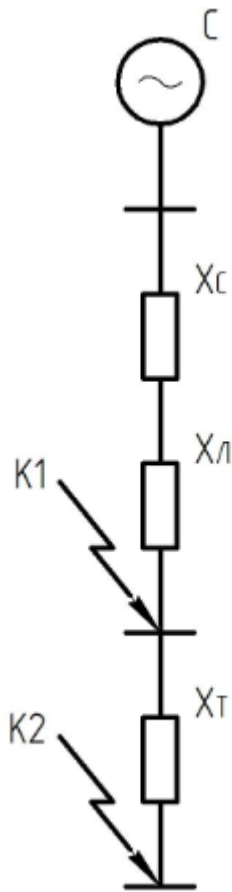


Рисунок 4.2 - Эквивалентная схема замещения

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения сети ЭСН:

Зададимся базисными мощностью и ЭДС: $S_{\delta} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $E_{\delta, c}'' = 1$.

Расчет сопротивлений:

$$S_K = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$x_{y\partial} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$l = 5 \text{ км},$$

$$X_{*\delta, C} = \frac{S_{\delta}}{S_K}, \quad (4.1)$$

$$X_{*\delta, C} = \frac{1000}{5000} = 0,2,$$

$$X_{*\bar{\sigma},T} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номT}}, \quad (4.2)$$

$$X_{*\bar{\sigma},T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,6,$$

$$X_{*\bar{\sigma},Л} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (4.3)$$

$$X_{*\bar{\sigma},Л} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,15.$$

Выполним расчет токов симметричного короткого замыкания:

В точке К1:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К1:

$$X_{*рез(\bar{\sigma})} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},Л}, \quad (4.4)$$

$$X_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,2 + 0,15 = 0,35.$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Определяем начальное среднеквадратичное значение периодической составляющей короткого замыкания тока:

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{X_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (4.6)$$

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{1}{0,35} \cdot 5,02 = 14,34 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$\begin{aligned} k_{y\partial} &= 1,8, \\ i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot k_{y\partial}, \\ i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot 14,34 \cdot 1,8 = 36,4 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (4.7)$$

В точке К2:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К2:

$$\begin{aligned} X_{*рез(\delta)} &= X_{*\delta,C} + X_{*\delta,L} + X_{*\delta,T}, \\ X_{*рез(\delta)} &= 0,2 + 0,15 + 6,6 = 6,95. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Произведем расчет базисного тока:

$$\begin{aligned} I_{\delta} &= \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \\ I_{\delta} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,6 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Определяем начальное среднеквадратичное значение периодической составляющей короткого замыкания тока:

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{E_{*\delta}''}{X_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.10)$$

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{1}{6,95} \cdot 87,6 = 12,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$\begin{aligned} k_{y\delta} &= 1,92, \\ i_{y\delta} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot k_{y\delta}, \\ i_{y\delta} &= \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot 1,92 = 34,1 \text{ кА.} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Далее рассчитаем токи несимметричных КЗ

4.2 Расчет токов несимметричных КЗ

« Для расчета несимметричных токов КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности» [4].

Расчет для точки К1:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{*\delta,C} + X_{*\delta,L}, \quad (4.12)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,2 + 0,15 = 0,35.$$

Выполним вычисление сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{0\Sigma} = \frac{(X_{*\delta,C} + X_{*\delta,L}) \cdot X_{*\delta,T}}{X_{*\delta,C} + X_{*\delta,L} + X_{*\delta,T}}, \quad (4.13)$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{(0,2 + 0,15) \cdot 6,6}{0,2 + 0,15 + 6,6} = 0,33.$$

Производим вычисление тока однофазного КЗ:

$$I_{n,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.14)$$

$$I_{n,0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,35 + 0,35 + 0,33} \cdot 5,02 = 14,62 \text{ кА}.$$

Определяем путем расчета ток двухфазного КЗ:

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.15)$$

$$I_{n,0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,35 + 0,35} \cdot 5,02 = 12,41 \text{ кА}.$$

Вычислим ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{n,0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.16)$$

$$I_{n,0}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,35 \cdot 0,33}{(0,35 + 0,33)^2}} \cdot \frac{1}{0,35 + \frac{0,35 \cdot 0,33}{0,35 + 0,33}} \cdot 5,02 = 14,46 \text{ кА}.$$

Расчет ударных токов:

$$k_{y\partial} = 1,8,$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1)} \cdot k_{y\partial}, \quad (4.17)$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 14,62 \cdot 1,8 = 37,1 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} \cdot k_{y\partial}, \quad (4.18)$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 12,41 \cdot 1,8 = 31,5 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1,1)} \cdot k_{y\partial}, \quad (4.19)$$

$$i_{y\partial}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 14,46 \cdot 1,8 = 36,7 \text{ кА}.$$

Для точки К2:

Так как обмотка низкого напряжения трансформатора соединена по схеме треугольник, токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Следовательно, однофазное КЗ сводится к простому, токи которого, в данном случае, пренебрежительно малы, а ток $K^{(1,1)}$ равен току двухфазного КЗ. Таким образом, для данной точки расчету подлежит только двухфазное короткое замыкание.

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{*\delta,C} + X_{*\delta,L} + X_{*\delta,T}, \quad (4.20)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,2 + 0,06 + 6,6 = 6,86.$$

Определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.21)$$

$$I_{n,0}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{6,86 + 6,86} \cdot 87,6 = 11,05 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока:

$$k_{y\partial} = 1,92,$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} \cdot k_{y\partial}, \quad (4.22)$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 11,05 \cdot 1,92 = 29,9 \text{ кА}.$$

Знание токов коротких замыканий в различных точках позволяет произвести выбор оборудования электрических сетей таким образом, чтобы оно в аварийном режиме обеспечивало функционирование сети так же, как и в нормальном. Произведем выбор электрических аппаратов и проводников в следующем пункте.

5 Выбор электрических проводников и аппаратов

Одним из основных этапов проектирования понизительной трансформаторной подстанции является выбор электрического оборудования и проводников. Здесь определяются основные характеристики электрической части понизительной подстанции.

Компоновка подстанции подразумевает установку, и, соответственно, выбор, следующего оборудования:

- Высоковольтных выключателей на сторонах 110 кВ и 6 кВ;
- Разъединителей на стороне 110 кВ;
- Трансформаторов тока на сторонах 110 и 6 кВ;
- Трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ.

Присоединение трансформатора к ЗРУ осуществляется с помощью шинного моста наружного размещения.

5.1 Выбор выключателей

На стороне 110 кВ:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном}T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ A}.$$

Проверим на термическую стойкость (по тепловому импульсу):

$$B_K = \left(I_{\max}^{(1)} \right)^2 \cdot (t_{c.з} + t_{c.с} + T_a), \quad (5.2)$$

$$B_K = 14,62^2 \cdot (0,1 + 0,038 + 0,05) = 40,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{c.с.}$ – собственное время срабатывания выключателя,

$t_{с.з.}$ – максимальное время срабатывания релейной защиты.

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(1)} \cdot e^{\left(\frac{\tau}{T_a}\right)}, \quad (5.3)$$

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,62 \cdot e^{\left(\frac{0,048}{0,05}\right)} = 7,92 \text{ кА}.$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем газоизолированный выключатель с изоляцией на основе элегаза ВГТ-110.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 110 кВ приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Проверка выключателя ВГТ-110.

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 112 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 14,62 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 7,92 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,62 + 7,92$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^1 + i_{\alpha,\tau} = 28,53 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 14,62 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 37,1 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 40,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВГТ-110 был проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям

надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

На стороне 6 кВ:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном}T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1962 \text{ A}.$$

Проверим на термическую стойкость (по тепловому импульсу):

$$B_K = I_{n,0}^{(3)2} \cdot (t_{c.з} + t_{c.в} + T_a), \quad (5.5)$$

$$B_K = 12,6^2 \cdot (0,1 + 0,038 + 0,05) = 29,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{c.в.}$ – собственное время срабатывания выключателя,

$t_{p.з.}$ – время срабатывания релейной защиты.

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{T_a}\right)}, \quad (5.6)$$

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot e^{\left(-\frac{0,048}{0,05}\right)} = 6,8 \text{ кА}.$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-2000/31,5.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 6 кВ приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Проверка выключателя ВВ/TEL-10-2000/31,5.

$U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1962 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,0}^3 = 12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 6,8 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,6 + 6,8$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 + i_{\alpha,\tau} = 24,57 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 62,3 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 34,1 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 29,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2997 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель ВВ/TEL-10-2000/31,5 был проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь. Далее произведем выбор разъединителей.

5.2 Выбор разъединителей

На стороне 110 кВ:

По имеющимся данным выберем разъединитель типа РНДЗ-110/600. Проверим его на соответствие параметрам цепи (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Выполнение проверки разъединителя РНДЗ-110/600.

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл}} = 112 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 14,62 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд}^1 = 37,1 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 40,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2997 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выполнена проверка разъединителя РНДЗ-110/600, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям.

Выбор разъединителей на стороне НН не производится, так как на этой стороне напряжения установлено ЗРУ, и разъединители являются их элементами.

5.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока произведем по значениям токов, рассчитанных на основе номинальной мощности обмоток трансформатора, а на сторонах НН для значений мощности, определенных в пункте 2 данной ВКР.

Для стороны 110 кВ:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А}.$$

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТВ-110-600/5. Ведомость проверки данного трансформатора приведена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Ведомость проверки трансформатора тока ТВ-110-600/5.

$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 80,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 37,1 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 40,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 27^2 \cdot 0,6^2 \cdot 3 = 787,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, трансформатор тока ТВ-110-600/5 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока (таблица 5.5). Поскольку для составления наиболее полной картины токов в линии необходимо знать токи во всех трех фазах, соединение обмоток ТТ и приборов произведем по схеме полная звезда.

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Ваттметр	СР 3020	2	0,5	–
Амперметр	СА 3020-5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО		2,5	1	0,5

Мощность приборов:

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов;

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки;

$S_{\text{приб}} = 2,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ – вторичная нагрузка ТТ.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.8)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa}, \quad (5.9)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,1 - 0,1 = 1,0 \text{ Ом}.$$

Примем длину соединительных проводов равной 60 м. Материал жил – медь.

Произведем определение минимального электрически необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}}, \quad (5.10)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 60}{1,0} = 1,05 \text{ мм}^2.$$

Выберем медный провод ПРП (с медными жилами, резиновой изоляцией, в металлической оплетке) сечением $1,5 \text{ мм}^2$.

Поскольку вторичный ток трансформаторов тока на высокой и низкой сторонах равен 5 А, проверка подключаемой нагрузки справедлива для каждой из трех сторон.

Для стороны 6 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{ном T}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.11)$$

$$I_{\max} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1400 \text{ А}.$$

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-10-2000/5. Ведомость проверки данного трансформатора приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Ведомость проверки трансформатора тока ТОЛ-10-2000/5.

$U_{\text{ном.сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 34,1 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 29,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 27^2 \cdot 2^2 \cdot 3 = 8748 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока (таблица 5.7). Поскольку для составления наиболее полной картины токов в линии необходимо знать токи во всех трех фазах, соединение обмоток ТТ и приборов произведем по схеме полная звезда.

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Ваттметр	СР 3020	0,5	0,5	–
Амперметр	СА 3020-5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СЕ 303	2,5	2,5	–
Счетчик реактивной энергии	СЕ 303	2,5	2,5	–
Варметр	СР 3020	0,5	0,5	–
ИТОГО		6,5	6,5	0,5

Мощность приборов:

$R_{\text{к}}=0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов;

$Z_{2ном}=1,2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки;

$S_{приб}=6,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ – вторичная нагрузка ТТ.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (5.12)$$

$$R_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k, \quad (5.13)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

Примем длину соединительных проводов равной 40 м. Материал жил – медь.

Произведем определение минимального электрически необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}}, \quad (5.14)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,84} = 0,83 \text{ мм}^2.$$

Выберем медный провод ПРП (с медными жилами, резиновой изоляцией, в металлической оплетке) сечением $1,5 \text{ мм}^2$.

Поскольку вторичный ток трансформаторов тока на высокой и низкой сторонах равен 5 А, проверка подключаемой нагрузки справедлива для каждой из трех сторон.

Далее выберем трансформаторы напряжения.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Установку трансформаторов напряжения на стороне ВН подстанции не производим в связи с тем, что поддержание номинального напряжения данной стороны является прерогативой вышестоящей подстанции.

На стороне 6 кВ:

Рассмотрим трансформатор напряжения марки НТМИ-6

Определим ожидаемую вторичную нагрузку ТН (таблица 5.8):

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	Э-335	1	2
Ваттметр	СР 3021-5	1	7,5
Варметр	ЦП8506/11	1	5,5
Счетчики активной и реактивной энергии	230 ART	4	0,4
Итого			15,4

Данный трансформатор в классе точности 0,2 имеет номинальную мощность 75 В·А. Таким образом данный ТН подходит по всем параметрам.

Далее произведем выбор проводников, соединяющих элементы ОРУ и электрически объединяющих трансформатор с ЗРУ.

5.5 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

Гибкие шины, как правило, выполняются неизолированными сталеалюминиевыми проводами марки АС (стальной сердечник в алюминиевой оплетке).

Сечение проводников выбирается по экономической плотности тока, а затем проверяется по ряду нижеизложенных параметров:

Плотность тока экономическая:

$$I_{ном} = \frac{S_{номT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.15)$$

$$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ A},$$

$$j_{эк} = 1 \frac{A}{мм^2},$$

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}}, \quad (5.16)$$

$$S = \frac{80,3}{1} = 80,3 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выберем провод АС-95/16 и выполним для него комплекс проверок:

Производим проверку соответствия длительно допустимого тока по условиям нагрева с учетом возможной перегрузки:

$$I_{дл.дон} = 330 \text{ A},$$

$$S = 95 \text{ мм}^2,$$

$$d = 13,5 \text{ мм}^2,$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{номT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.17)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ A},$$

$$I_{max} = 112 \text{ A} < I_{дл.дон} = 330 \text{ A}.$$

На стороне ВН подстанции необходимо произвести проверку по условиям коронирования проводов.

Появление коронного разряда происходит при условии максимального значения критической напряженности поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.18)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,8 \frac{\kappa B}{см},$$

где m – коэффициент шероховатости провода;

r_0 – внешний диаметр провода.

Действительная напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.19)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 21,94 \frac{\kappa B}{см}.$$

Сформулируем условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.20)$$

$$1,07 \cdot 21,94 \leq 0,9 \cdot 33,8,$$

$$23,47 \frac{\kappa B}{см} \leq 28,3 \frac{\kappa B}{см}.$$

Следовательно, при использовании выбранного провода корона вокруг него не возникает.

Проверку на термическую стойкость для проводов, проложенных на открытом воздухе, а так же на электродинамическую при токе КЗ менее 20 кА проводить не нужно.

Провод АС-95/16 удовлетворяет условиям, по которым проводилась проверка и потому принимается к применению в ОРУ 110 кВ.

Далее выберем проводники шинного моста «обмотка НН – ЗРУ НН».

5.6 Выбор проводников шинного моста на стороне низкого напряжения

Определяем расчетные токи продолжительных режимов и в режиме перегрузки.

$$I_{ном} = \frac{S_{номT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.21)$$

$$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1401,3 \text{ А},$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{номT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.22)$$

$$I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1961,8 \text{ А},$$

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{\mathcal{E}}}, \quad (5.23)$$

$$S = \frac{1401,3}{1,8} = 778,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем медную шину прямоугольного сечения (10x100)
 $I_{дл.дон}=2310 \text{ А}.$

Произведем проверку шины по максимально допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{дл.дон}, \quad (5.24)$$

$$1961,8 \text{ А} \leq 2310 \text{ А}.$$

Находим минимальное сечение шины удовлетворяющее условию термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (5.25)$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{29,85 \cdot 10^3}}{90} = 60,7 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\min} \leq S, \quad (5.26)$$

$$60,7 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2.$$

Шины прошли проверку успешно и являются термически устойчивыми.

Рассчитаем момент инерции (поперечного сечения) для данной шины:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (5.27)$$

$$J = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4 = 0,83 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Рассчитаем частоту собственных колебаний данной шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.28)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{12,87 \cdot 10^{10} \cdot 0,83 \cdot 10^{-8}}{7,9}} = 41,43 \text{ Гц},$$

где $E = 12,87 \cdot 10^{10}$ – модуль упругости материала шины, Па; $l = 1$ – длина пролета между изоляторами, м; $r_1 = 4,73$ – параметр основной собственной частоты шины; $m = 7,9$ – масса шины на единицу длины, кг/м.

При произведении расчета мы видим, что частота свободных колебаний оказалась меньше 200 Гц , по этой причине будет возникать механический резонанс, следовательно, нужно изменить длину, чтобы не было возникновения резонанса ($f_0 \geq 200 \text{ Гц}$).

$$l \leq \sqrt{\frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.29)$$

$$l = \sqrt{\frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 200}} \cdot \sqrt{\frac{12,87 \cdot 10^{10} \cdot 0,83 \cdot 10^{-8}}{7,9}} = 0,5 \text{ м.}$$

Произведем расчет момента поперечного сечения шины и проверим шины на электродинамическую устойчивость:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (5.30)$$

$$W = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (5.31)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 34100^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 3,14 \text{ МПа},$$

где $a = 0,8$ – расстояние между фазами, м; $l_{\text{из}} = 0,5$ – длина пролета; $k_{\phi} = 1$ – значение коэффициента формы; $k_{\text{расп}} = 1$ – коэффициент, который зависит от расположения проводников; $\lambda = 12$ – коэффициент, который зависит от условия закрепления шины.

Шины являются механически прочными, т.к. $3,14 \text{ МПа} < 89 \text{ МПа}$.

5.7 Выбор кабелей на стороне 6 кВ

Выберем кабели для электропитания всех потребителей подстанции 110/6 кВ «ОСК». Так как расчет для всех приемников электроэнергии аналогичен, рассмотрим его на примере СД №4, и все результаты будут занесены в таблицу 5.9.

Выберем кабель для электропитания СД №4.

Сечение проводника выбирается по нижеизложенным параметрам:

Длительно допустимый ток:

$$I_{ном} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U}, \quad (5.32)$$
$$I_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 6,6} = 97,3 \text{ А}.$$

По допустимой токовой нагрузке выбираем кабель ААБ-3х95 $I_{дл.доп} = 213 \text{ А}$. Прокладку осуществим в земле.

Проведем проверку выбранной линии по условию термической стойкости:

Находим интеграл Джоуля (примем ток КЗ равным расчетному току КЗ на стороне НН подстанции для повышения запаса термической стойкости – на самом деле ток при КЗ на КЛ будет ниже расчетного в связи с учетом при его расчете сопротивления ячеек ЗРУ и кабеля: обмотка низкого напряжения трансформатора – ЗРУ):

$$B_k = \left(I_{к}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{c.з} + t_{c.б} + T_a), \quad (5.33)$$
$$B_k = 12,6^2 \cdot (0,1 + 0,038 + 0,05) = 29,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Определим минимальное сечение по термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (5.34)$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{29,85 \cdot 10^3}}{90} = 60,7 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{кл}} > S_{\min}, \quad (5.35)$$

$$3 \cdot 95 \text{ мм}^2 > 60,7 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, линия с кабелем ААБ-3х95 подходит для подключения СД №4 к ЗРУ.

Таблица 5.9 – наименование кабелей, соединяющих электрические приемники с ЗРУ.

№	Наименование ячейки	Наименование кабеля
1	ТП кладбища АО "Квант" 200/6/0,4	ААБ-3х50
2	СД №4	ААБ-3х95
4	ТП УФО 1Т 400/6/0,4	ААБ-3х95
8	СД №5	ААБ-3х95
10	ТП ЦНС 1000/6/0,4	ААБ-3х50
12	СД №6	ААБ-3х95
14	АД №3	ААБ-3х95
15, 34	РП №21	2хАСБ-3х240
	АД №8	ААБ-3х95
	ТП НСД 1000/6/0,4	ААБ-3х95
	АД №9	ААБ-3х95
	ТП НСД 1000/6/0,4	ААБ-3х95
16, 26	РП №20	2хАСБ-3х240
	СД №1	ААБ-3х120
	СД №2	ААБ-3х120
	ТП ВДС КТП-1 320/6/0,4	ААБ-3х95

Продолжение таблицы 5.9

	ТП ВДС КТП-2 320/6/0,4	ААБ-3х95
	СД №3	ААБ-3х120
18	СД №1	ААБ-3х95
22	АД №2	ААБ-3х95
24	ТП ЦНС 1000/6/0,4	ААБ-3х50
25	ТП УФО 2Т 400/6/0,4	ААБ-3х70
28	СД №7	ААБ-3х95
30	ТП СНТ "Зеленовка" 630/6/0,4	АСБ-3х150
	ТП ООО "Логопарк Волга" 630/6/0,4; 1000/6/0,4	
	ТП ООО "Дженерал Сервис" КТП- 250/6/0,4	
	ТП ПШК 1000/6/0,4	
32	ТП насосной станции №2 320/6/0,4	ААБ-3х70
33	ТП Хлораторная 400/6/0,4	ААБ-3х70

6 Выбор оперативного тока

На подстанции 110/6 кВ «ОСК» предлагается использовать систему оперативного постоянного тока (СОПТ). Система оперативного постоянного тока состоит из аккумуляторной батареи, щита постоянного тока и универсального зарядно-подзарядного агрегата и обеспечивает питание терминалов релейной защиты, автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП), противоаварийной автоматики и цепей управления коммутационными аппаратами, сигнализации в нормальных режимах в течении часа для подстанции с оперативным персоналом при полном отключении собственных нужд переменного тока ПС.

Питание постоянного оперативного тока на подстанции 110/6 кВ «ОСК» будет осуществляется с помощью аккумуляторных батарей типа 12 GroEV300. Этот тип батареи имеет длительный срок службы от 20 лет и более, также этот тип батареи имеет фильтр-пробки, которые обеспечивают снижение испарения электролита и позволяет доливать дистиллированную воду.

Использование питания оперативных цепей с помощью постоянного тока обеспечивает лучшее решение в вопросе о надежном питании автоматики и устройства РЗ, а также о обеспечении безопасности в случае аварийной ситуации (системы аварийного освещения), но требует не малых затрат. Постоянный оперативный ток обеспечивает наличие питания при любых КЗ, а также при полном отключении ПС от энергосистемы.

7 Релейная защита

Релейная защита – это самая важная система, надежность и правильная работа которой влияет на электроснабжение потребителей. Однако, независимо от названия (защита), она не может защитить от аварийных режимов. Другими словами, релейная защита не может предотвратить аварийный режим в системе электропитания, но может ограничивать его негативное воздействие на эту систему во времени и в пространстве, то есть ограничивать материальный ущерб, вызванный инцидентом, и не более того. Все упомянутое выше, относится к неповрежденным реле и его правильному функционированию. Однако такое реле, как и любое другое сложное техническое устройство, может выйти из строя. Кроме того, в случае чрезвычайной ситуации неисправное реле не будет ограничивать его влияние на энергосистему во времени и в пространстве. Однако эту ситуацию можно прогнозировать и учитывать вероятность ее возникновения при проектировании релейной защиты энергосистем [2].

Одним из важных устройств является силовой трансформатор. Чтобы предотвратить последствия поломки и вовремя их обнаружить, произведем расчет релейной защиты.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту силового трансформатора.

Таблица 7.1 – Расчет ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		115 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,ср}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1400$

Продолжение таблицы 7.1

Коэффициент трансформации ТТ	K_I	600 / 5	2000 / 5
Схема соединения ТТ, коэф. схемы.	$K_{сх}$	Δ $\sqrt{3}$	Y 1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{80,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 1,16$	$\frac{1400 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 3,5$
Принятые значения	$I_{ном.ВН}, I_{ном.НН}$	1,2	3,5
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения согласно [3] принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$\frac{96,5 + (126 - 96,5)}{2} = 111,25 \text{ кВ.}$$

Рассчитаем токовую отсечку (ДЗТ – 1).

Относительное значение тока равно:

$$I_{КЗ.ВН.мах} = \frac{I_{КЗ}}{I_{ном}}, \quad (7.1)$$

$$I_{КЗ.ВН.мах} = \frac{14620}{80,3} = 182,07 \text{ А.}$$

Уставка токовой отсечки равна:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 182,07 = 152,94 \text{ A.}$$

Принимаем уставку токовой отсечки равную 153 A.

Рассчитаем дифференциальную защиту (ДЗТ – 2).

Принимаем базовую уставку ступени равной $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,3 \text{ A}$. Принимаем

$$\Delta f_{\text{добав}} = 0,04.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (7.2)$$

« где: $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки; $K_{\text{пер}} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [3].

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,48.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (7.3)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,82.$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (7.4)$$

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04)}{0,82} = 59.$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100}{K_{\text{торм}}}, \quad (7.5)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{59} = 0,51 \text{ A.}$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} = 2 \text{ A.}$$

Уставка блокировки от второй гармоники:

$$\frac{I_{\partial 22}}{I_{\partial 21}} = 0,15 \text{ A.}$$

Рассчитаем сигнализацию небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ–3).

« Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{г}}}, \quad (7.6)$$

где: $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки; $K_g = 0,95$ – коэффициент возврата» [3].

« Номинальный ток рекомендовано определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения» [3].

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне ВН:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,16}{0,95} = 1,35 \text{ А.}$$

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне НН:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,5}{0,95} = 4,06 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности. Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (7.7)$$

$$I_{с.з} = 1400 \cdot 0,3 = 420 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_u = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (7.8)$$

$$K_u = \frac{11050}{420} = 26,31.$$

Защита трансформатора достаточно чувствительна.

8 Определение собственных нужд подстанции

Помимо силовых агрегатов на подстанции необходимо установить вспомогательное оборудование, которое будет обеспечивать нормальное функционирование объекта энергетики, начиная с даты сдачи в эксплуатацию и вплоть до реконструкции или окончания срока эксплуатации. Ведомость вспомогательного оборудования представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Собственные нужды подстанции

№ п/п	Наименование Потребителей	Общая потребляемая мощность
		$P, кВт$
1	Устройство охлаждения для трансформатора ТДН-16000/110/6	4
2	Подогрев высоковольтных выключателей (приводов)	3,6
3	Отопление, освещение	5
4	Подогрев шкафов ЗРУ-6	12
5	Подогрев приводов разъединителей	0,6
6	Подогрев релейного шкафа	6
7	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	18
ИТОГО		49,2

Согласно статистическим данным примем коэффициент мощности по подстанции равным 0,9, отсюда, полная мощность собственных нужд равна:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (8.1)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{49,2}{0,9} = 54,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как устанавливать решено два трансформатора собственных нужд, коэффициент загрузки каждого в нормальном рабочем режиме по условиям надежности должен быть не более 0,7. Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_{ТСН} = S_{\Sigma} \cdot 0,7, \quad (8.2)$$

$$S_{ТСН} = 54,7 \cdot 0,7 = 38,3 \text{ кВА}.$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора 2хТСН-40/6/0,4 кВ.

Далее произведем расчет заземления подстанции.

9 Расчет заземления

« Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Для $\tau = 0,04 \text{ с}$, находим $U_{np.дон} = 500 \text{ В}$ » [1].

« Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (9.1)$$

где: $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят однородным, то

$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$; $l_g = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя; $L_z = 810 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей; $a = 5 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями; $S = 1800 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства» [1].

$$K_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 810}{5 \cdot \sqrt{1800}} \right)^{0,45}} = 0,12.$$

« Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (9.2)$$

где: $R_q = 1000 \text{ Ом}$, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{с.с}$, $\rho_{с.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, в данном случае это чернозем, поэтому $\rho_{с.с} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [1].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\partial on}}{K_{II}}, \quad (9.3)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,12} = 4167 \text{ В},$$

что в пределах допустимого (ниже 10 кВ).

« Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.\partial on} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (9.4)$$

где: I_3 – ток однофазного короткого замыкания, рассчитанный в пункте 4.3» [1].

$$R_{3.\partial on} = \frac{4167}{14620} = 0,29 \text{ Ом}.$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1800} = 42,43 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (9.5)$$

$$m = \frac{810}{2 \cdot 42,43} - 1 = 8,5.$$

Принимаем $m = 9$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (9.6)$$

$$L'_z = 2 \cdot 42,43 \cdot (9 + 1) = 848,6 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (9.7)$$

$$b = \frac{42,43}{9} = 4,7 \text{ м.}$$

« Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя» [1].

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии, $\frac{a}{l_\epsilon} = 1$:

$$n_{\epsilon} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\epsilon}}, \quad (9.8)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{42,43 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 33,9.$$

Принимаем $n_{\epsilon} = 34$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}, \quad (9.9)$$

$$L_{\epsilon} = 5 \cdot 34 = 170 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{42,43} = 0,13 > 0,1.$$

Тогда:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (9.10)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,35.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_{\text{з}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{з}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{з}}}{L_{\text{з}} + l_{\epsilon}}, \quad (9.11)$$

$$R_{\text{з}} = 0,35 \cdot \frac{40}{42,43} + \frac{40}{810 + 170} = 0,37 \text{ Ом.}$$

Полученное значение больше $R_{з.дон} = 0,29 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (9.12)$$

$$U_{np} = 0,12 \cdot 14620 \cdot 0,37 = 649 \text{ В},$$

что больше допустимого значения 500 В.

Таким образом, необходимо принять меры для снижения U_{np} путем использования естественных заземлителей. На подстанции установлены естественные заземлители системы трос-опоры линии 110 кВ общим сопротивлением $R_e = 1,2 \text{ Ом}$.

Сопротивление искусственного заземления:

$$R_u = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e - R_3}, \quad (9.13)$$

$$R_u = \frac{0,37 \cdot 1,2}{1,2 - 0,37} = 0,53 \text{ Ом}.$$

Таким образом, сопротивление заземляющего контура подстанции удовлетворяет требованию $R_3 < R_u$.

Общее сопротивление заземляющего устройства подстанции с учетом естественных заземлителей:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_e + R_3}, \quad (9.14)$$

$$R'_3 = \frac{0,37 \cdot 1,2}{1,2 + 0,37} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{\Pi} \cdot I_3 \cdot R'_3, \quad (9.15)$$

$$U_{np} = 0,12 \cdot 14620 \cdot 0,28 = 490 \text{ В},$$

что меньше допустимого значения 500 В.

10 Расчет молниезащиты подстанции

« Все сооружения, находящиеся на территории подстанции, должны быть защищены молниеотводами от поражения прямыми ударами молний. Для того чтобы обеспечить защиту от прямых ударов молнии, необходимо определить зоны защиты и параметры» [20].

Проведем расчет молниезащиты для электрооборудования, находящиеся на территории подстанции. Для этого выбираем метод двойного стержневого молниеотвода. Надежность защиты 0,99. Самым высоким объектом является портал, высотой 13 м. Высота молниеотвода 30 м.

Высота вершины конуса молниеотвода:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,8 \cdot h, \\ h_0 &= 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м.} \end{aligned} \tag{10.1}$$

Радиус конуса защиты:

$$\begin{aligned} r_0 &= 0,8 \cdot h, \\ r_0 &= 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м.} \end{aligned} \tag{10.2}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами:

$$\begin{aligned} L_{\max} &= 4,75 \cdot h, \\ L_{\max} &= 4,75 \cdot 30 = 142,5 \text{ м.} \end{aligned} \tag{10.3}$$

Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами:

$$L_c = 2,25 \cdot h, \tag{10.4}$$

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

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ границ зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$).

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (10.5)$$

$$r_{cx} = \frac{24 \cdot (24 - 13)}{24} = 11 \text{ м.}$$

Принимаем к установке на подстанции 110/6 кВ «ОСК» двойной стержневой молниеотвод высотой 30 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был описан объект реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «ОСК», произведен анализ оборудования и расчет ожидаемых электрических нагрузок. По результатам анализа нагрузок подстанции построен упорядоченный годовой график нагрузки. Выбраны тип и мощности силовых трансформаторов. В результате проведенного технико-экономического расчета получено, что наиболее экономичным вариантом является установка 2 силовых трансформаторов ТДН-16000/110/6. Затем производился расчет токов короткого замыкания. Анализ результатов расчета токов короткого замыкания показал, что самым опасным на стороне 110 кВ является однофазное короткое замыкание, а на 6 кВ – трехфазное. Выполнен расчет высоковольтного оборудования: на высокой стороне было принято установить высоковольтный элегазовый выключатель марки ВГТ, а на низкой – вакуумный выключатель марки ВВ/TEL (вводные и секционная ячейки) и ВВ/ASTR (оставшиеся ячейки); разъединители типа РНДЗ; трансформаторы тока марки ТВ и ТОЛ; трансформаторы напряжения марки НТМИ; гибкая ошиновка выполнена проводом типа АС; для питания ЗРУ было принято решение установить медную шину прямоугольного сечения; питание потребителей на стороне 6 кВ осуществляется кабельными линиями. Далее был осуществлен выбор системы постоянного оперативного тока. После был произведен расчет микропроцессорной релейной защиты на базе «Сириус-Т» и произведен расчет уставок. Затем был произведен расчет общей потребляемой мощности собственных нужд подстанции. Далее производился расчет заземления. Контур заземления спроектирован с учетом сопротивления грунта в местности, где располагается подстанция «ОСК», так же при расчете системы заземления учитывались сопротивления естественных заземлителей. В последнем пункте осуществлялся расчет молниезащиты по методу двойных стержневых молниеотводов. В результате

проведения реконструкции разработан проект реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ "ОСК", который соответствует всем техническим нормам и правилам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Ефанов А.В. Расчет и проектирование электрических подстанций : учеб. пособия для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». С. : АГРУС, 2014. 70 с.
2. Miele N. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals : LEED AP PACS Industries, 2015. 85 p.
3. Расчет релейной защиты и уставок [Электронный ресурс]. URL: http://www.studmed.ru/rekomendacii-po-vyboru-ustavok-zaschity-transformatorov-sirius-t-sirius-t3_dd30d198fe1.html (дата обращения 20.04.2018).
4. Эрнст А.Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах : учеб. пособие. Н. : издательство НГГУ, 2012. 86 с.
5. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2014. 192 с.
6. Электроэнергетика [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/osnovnye-dannye-dvuhobmotochnyh-transformatorov.html> (дата обращения 11.03.2018).
7. Электроэнергетика [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/v/catid,4/> (дата обращения 11.03.2018).
8. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. 21 с.
9. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J., Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System : Engineering, Technology & Applied Science Research : Vol. 6, No. 5, 2016, 1130-1132.
10. Bucci G., Ciancetta F., Fiorucci E., Ometto A. Survey about Classical and Innovative Definitions of the Power Quantities Under Nonsinusoidal

Conditions : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston, 2017.

11. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 448 с.

12. Zabihinejad A., Viarouge P. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid Model : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017.

13. ГОСТ 12.2.007.2-75. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. М. : Издательство стандартов, 2001. 5 с.

14. Исмилов Ф.Р. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач : учебн. пособие. М. : Машиностроение, 2015. 212 с.

15. Gurevich V. Device of protection of relay protection. Scientific Journal of Electrical Engineering. June 2013, Vol. 3 Iss. 3, PP. 52-57- . URL: http://www.gurevich-publications.com/articles_pdf/device_protection_rel_prot_engl.-pdf (дата обращения: 14.03.2018).

16. Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers : TEM Journal, Vol. 4, No. 2, 2015, 125-129

17. Fofana I., Hajaj Y. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers : Canada : Université du Québec à Chicoutimi, 2016. 26 p.

18. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality Analysis : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 5, 2017

19. Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017.

20. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М. : Издательство МЭИ, 2004. 41 с.

21. Haijun X., Qi Z. A New Method for Setting Calculation Sequence of Directional Relay Protection in Multi-Loop Networks : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 17, No. 4, 2016

22. Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника. М. : Академия, 2013. 288 с.