

АННОТАЦИЯ

Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Молочное». Подстанция «Молочное» расположена в Вологодской области.

Основываясь на исходных данных, произведен расчет: электрических нагрузок подстанции, выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов, выбрана электрическая схема распределительного устройства.

Основной задачей выпускной квалификационной работы являлся выбор высоковольтного оборудования распределительных устройств высокого и низкого напряжений подстанции «Молочное». Выполнен расчет трансформаторов собственных нужд, произведен выбор и расчет уставок микропроцессорной релейной защиты силового трансформатора «СИРИУС-Т». Представлен расчет заземления и молниезащиты подстанции «Молочное».

Пояснительная записка содержит 56 страниц, 7 рисунков и 12 таблиц. Графическая часть выпускной квалификационной работы состоит из 6 чертежей на листах формата А1.

ABSTRACT

This diploma paper deals with the Reconstruction of the electrical part of the step-down substation 35/10 kV "Molochnoe". The Substation "Molochnoe" is located in the Vologda region.

Old equipment in substations is replaced by equipment of higher capacity. The purpose of diploma paper is the development of the project for the reconstruction of the electrical part of the step-down substation 35/10 kV "Molochnoe". To achieve this goal in the diploma paper, you must solve the following tasks: analyze the condition of the substation Molochnoe, calculate the electrical loads taking into account the growing power of the feeding area, calculate short circuit currents, select the microprocessor-based relay protection units and calculate the unit settings to protect the power transformer. We also expect lightning protection and grounding of the substation Molochnoe.

In conclusion we'd like to stress in analyzing current trends in the electrification of production, it should be noted that the reliability of power supply depends on such properties as reliability, survivability and safety. At the same time, it is impossible to ensure the reliability of the power supply system without modernization and improvement of power supply networks and the use of modern equipment and the latest automatic control and microprocessor protection systems.

Explanatory note contains 56 pages, 7 figures and 12 tables. The graphic part of diploma paper consists of 6 drawings on sheets of A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Анализ объекта реконструкции	7
2 Расчет электрических нагрузок подстанции	10
3 Выбор электрической схемы распределительного устройства	21
4 Расчет токов короткого замыкания	23
4.1 Расчет трехфазных токов КЗ.....	23
4.2 Расчет токов несимметричных КЗ.....	26
5 Выбор электрических проводников и аппаратов.....	30
5.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.....	30
5.2 Выбор разъединителей	30
5.3 Выбор трансформаторов тока	32
5.4 Выбор гибких шин на стороне 35 кВ	34
5.5 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.....	34
5.6 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ.....	36
5.7 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.....	37
5.8 Выбор гибких шин на стороне 10 кВ	38
5.9 Выбор ограничителей перенапряжения.....	38
6 Релейная защита	39
6.1 Расчет дифференциальной защиты для защиты силового трансформатора на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т	40
6.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	48
7 Выбор оперативного тока.....	45
8 Определение собственных нужд подстанции	40
9 Расчет заземления подстанции	48
10 Расчет молниезащиты подстанции.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	51

ВВЕДЕНИЕ

В условиях динамичного развития экономики, все большее внимание уделяется бесперебойности электрообеспечения потребителей и энергоэффективности систем электроснабжения, а в особенности, надежного обеспечения электроэнергией объектов городской инфраструктуры и промышленных предприятий. Кроме того, в связи с уменьшением масштабов отдельных производств и появлением большого числа небольших предприятий, осуществляющих обеспечение технологического процесса лишь на отдельных его этапах, возрастает разветвленность сетей электроснабжения.

Старое оборудование на подстанциях заменяется оборудованием большей мощности. К тому же строительство крупных энергообъектов не всегда экономически целесообразно, например, если объект находится в малонаселенном районе и должен обслуживать лишь одного крупного потребителя. Наиболее оптимальным в указанной ситуации является сооружение новых генерирующих источников средней мощности, расширение подстанций и увеличение мощности оборудования в процессе реконструкции.

В анализе текущих тенденций электрификации производств, следует отметить, что надежность энергоснабжения зависит от таких свойств, как безотказность, живучесть и безопасность. В то же время невозможно обеспечить надежность системы электроснабжения без модернизации и совершенствования сетей электроснабжения и использования современного оборудования и новейших систем автоматического управления и микропроцессорной защиты.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Молочное».

Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать состояние подстанции «Молочное».

2. Выполнить расчет электрических нагрузок с учетом роста мощности питаемого района.

3. Выполнить расчет токов короткого замыкания.

4. Произвести выбор высоковольтного электрооборудования подстанции.

5. Выбрать микропроцессорные блоки релейной защиты и рассчитать уставки блока для защиты силового трансформатора.

6. Рассчитать молниезащиту и заземление подстанции «Молочное».

При решении поставленных задач в выпускной квалификационной работе необходимо использовать только современные виды оборудования, предпочтения отдавать оборудованию российского производства. Выбор оборудования выполнять исходя из требований нормативных актов и регламентирующих документов.

1 Анализ объекта реконструкции

Подстанция 35/10 кВ «Молочное» была введена в эксплуатацию в 1971 году. За время эксплуатации на подстанции не проводилось работ по замене и реконструкции оборудования. Эксплуатационный срок оборудования составляет 25 лет. В 2006 году на подстанции «Молочное» 35/10 кВ проводился капитальный ремонт отдельных видов оборудования.

«В соответствии с полученной информацией об инженерной инфраструктуре села Молочное электроснабжение осуществляется от ПС 220 кВ «Вологда», опорного ЦП города Вологды через существующую подстанцию 35/10 кВ «Молочное»».

Мощность потребителей подключенных к ПС «Молочное» 35/10 кВ в настоящее время составляет $S_{\text{сущ}}^{\text{ПС}} = 7,65$ МВА. При этом коэффициент загрузки подстанции составляет $k_z = 7,65 / (6,3 + 6,3) = 7,65 / 12,6 = 0,6$. Такой коэффициент загрузки подстанции является допустимым в нормальном режиме работы. При выходе из строя одного из трансформаторов коэффициент загрузки оставшегося в работе силового трансформатора будет равен $k_z = 7,65 / 6,3 = 1,2$.

При разработке проекта реконструкции необходимо выполнить оценку возможного прироста электрических нагрузок питаемого района и учесть длительный срок службы силовых трансформаторов (более 36 лет).

«Распределение электроэнергии по потребителям осуществляется от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, подключенных кабельными и воздушными линиями к подстанции «Молочное». Распределительные сети напряжением 10 кВ выполнены по кольцевой схеме. В селе 27 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с загрузкой 50-70%, техническое состояние которых хорошее и удовлетворительное»[2].

Потребителями электроэнергии села Молочное являются жилые и общественные здания, объекты наружного освещения и мелкопромышленные предприятия».

«По степени надежности электроснабжения потребители жилой (до 9 этажей) застройки относятся к потребителям II, III и частично I категории (водопроводная насосная станция, канализационные насосные станции, АТС, лифты, аварийное освещение, противопожарные устройства, охранная сигнализация) надежности электроснабжения» [2].

При расчетах перспективных нагрузок питаемого района учтены нагрузки жилых и общественных зданий (административных, учебных, лечебных, торговых, зрелищных, спортивных), коммунальных предприятий, объектов транспортного обслуживания, наружного освещения, а также мелкопромышленных предприятий, учтенных коэффициентом $K=1,4$. Данные о электрических нагрузках приведены ниже в таблице 1.1

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок для ПС 35/10 кВ «Молочное»

№ п/п	Наименование потребителя	На период до 2025 г.			Нагрузки первой очереди строительства, 2015 г.		
		Численность населения (тыс. чел.)	Удельн. нагрузка (кВт/чел.)	Нагрузка (МВт)	Количество населения (тыс. чел.)	Удельн. нагрузка (кВт/чел.)	Нагрузка (МВт)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Коммунально-бытовые потребители, в том числе нового строительства	3,7	0,63	2,5	1,38	0,49	0,67
1.1.	индивидуальная	0,8	0,65	0,582	0,29	0,49	0,138
1.2.	многоэтажная	1,4	0,65	0,979	1,08	0,49	0,531
1.3.	малоэтажная блокированная	0,88	0,65	0,575	-	-	-
1.4.	Средняя по этажам	0,45	0,6	0,330	-	-	-
2.	Существующий сохраняемый жилищный фонд	6,05	0,52	3,08	7,28	0,46	3,19

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Итого по коммунально-бытовым потребителям:	9,75	-	5,53	8,55	-	3,9
3. Промышленные потребители	-	-	1,38	-	-	1,09
4. Неучтенные нагрузки и потери в сетях			1,025			0,73
Итого (с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузок) $K=0,8$:			6,3			4,59

2 Расчет электрических нагрузок подстанции

Согласно расчетам, представленным в таблице 1 планируемая мощность подключения к ПС «Молочная» составит 7,93 МВА. Тогда максимальная мощность подстанции составит:

$$S_{max}^{ПС} = S_{план}^{ПС} + S_{сущ}^{ПС} = 7,93 + 7,65 = 15,58 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где $S_{план}^{ПС}$ – планируемая для присоединения мощность потребителей, МВА;
 $S_{сущ}^{ПС}$ – мощность потребителей, подключенных к ПС в настоящее время, МВА.

Максимальная активная нагрузка проектируемой подстанции:

$$P_{max}^{ПС} = \frac{S_{max}^{ПС}}{\cos \varphi} = \frac{15,58}{0,9} = 17,3 \text{ МВт}, \quad (2)$$

где $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности, принятый согласно [1]

Из годового графика нагрузок подстанции определим значение продолжительности максимальной нагрузки

$$W_{ПС} = 17,31 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,9 \cdot 2,25 + 0,6 \cdot 3 + 0,4 \cdot 2,0 + 0,3 \cdot 0,76 \cdot 10^3 \quad (3)$$

$$W_{ПС} = 96993 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Промежуток времени, в течение которого годовая нагрузка ПС максимальна:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{max}^{ПС}} = \frac{96993}{17,3} = 5606 \text{ ч}. \quad (4)$$

Рассчитаем коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5606}{8760} = 0,639. \quad (5)$$

Определим значение потребляемой энергии на подстанции в целом:

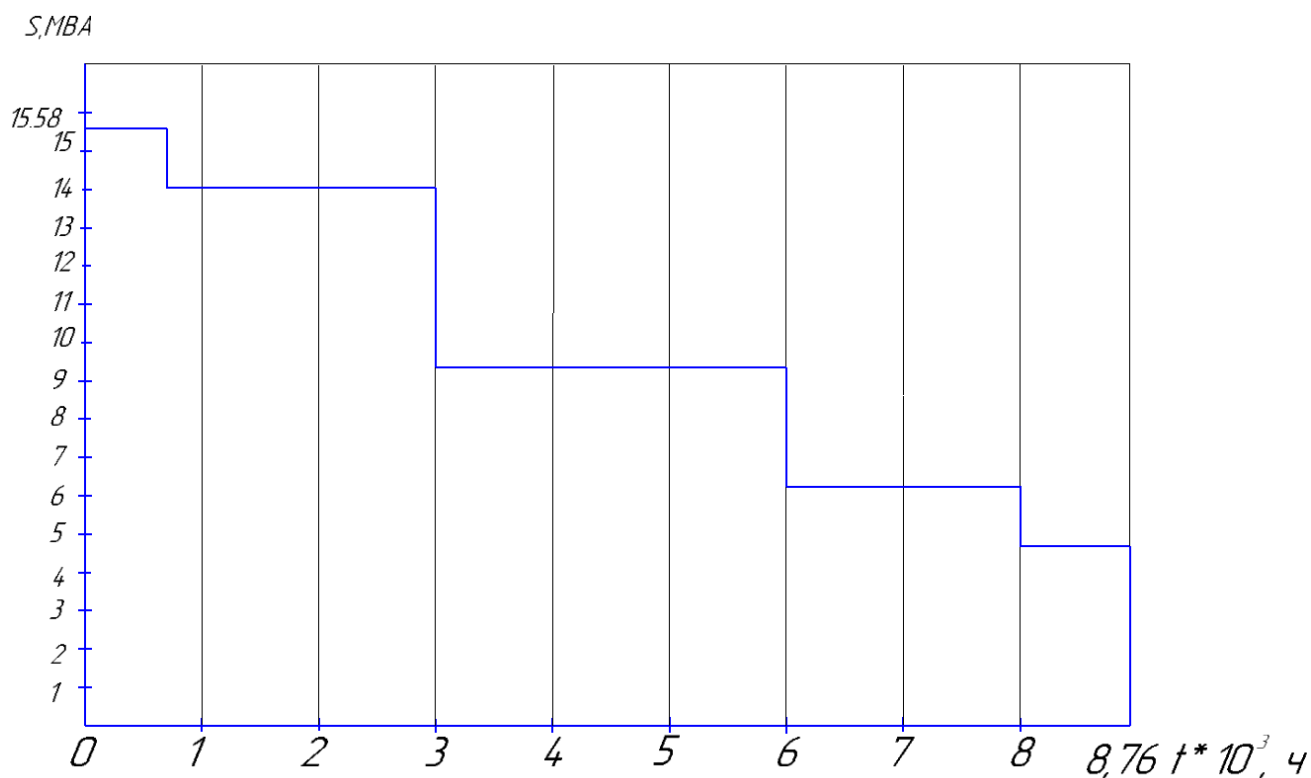


Рисунок 1 – График годовой нагрузки

2.1 Расчет для трансформаторов 2х ТДН-10000/35-У1

Параметры трансформатора:

$$S_{\text{ном.Т}} = 10\text{MVA}$$

$$\Delta P_{\text{XX}} = 11\text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 65\text{кВт}$$

$$U_{\text{КЗ},\%} = 7,5\%$$

$$i_{\text{XX},\%} = 0,8\%$$

$$S_{\text{ном.Т}} \approx 0,7 \cdot S_{\text{maxПС}} = 10,9$$

Рассчитываем коэффициенты загрузок обмоток трансформатора:

$$k_{3.В} = \frac{S_{\text{В}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{10900}{10000} = 1,09. \quad (6)$$

Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_X = \frac{i_{XX, \%} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{0,80 \cdot 10000}{100} = 80 \text{ кВар.} \quad (7)$$

Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в XX режиме:

$$P'_x = \Delta P_K + \kappa_{\text{ИП}} \cdot Q_X, \quad (8)$$

где $\kappa_{\text{ИП}} = 0,05$

$$P'_x = 11 + 0,05 \cdot 80 = 15 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности режима короткого замыкания трансформатора.

$$Q_K = \frac{U_{\text{КЗ}} \% \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{7,5 \cdot 10000}{100} = 750 \text{ кВар.} \quad (9)$$

Определим приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания на трансформаторе.

$$P'_X = \Delta P_K + \kappa_{\text{ИП}} \cdot Q_K = 65 + 0,05 \cdot 750 = 102,5 \text{ кВт.} \quad (10)$$

Для двухобмоточного трехфазного трансформатора приведенные потери мощности определяются из выражения

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_K = 15 + 1,55^2 \cdot 102,5 = 261,25 \text{ кВт.} \quad (11)$$

«Коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения двухобмоточного трансформатора определяется по выражению» [12]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \quad (12)$$

Для первой ступени годового графика нагрузок коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения будет равен:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{15580}{10000} = 1,55. \quad (13)$$

«Потери определяются из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{к.в.}i} + \Delta W_{\text{х.}i} = \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 + n_1 \cdot P'_x \cdot T_1, \quad (14)$$

где n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, причем определенные с учетом значения экономической нагрузки $S_{\text{э.пс}}$

$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}}$ коэффициенты загрузки обмоток высшего напряжения двухобмоточного трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени» [14].

Для первой ступени годового графика нагрузок:

$$\Delta W_{\text{х1}} = n_1 \cdot P'_x \cdot T_1 = 2 \cdot 15 \cdot 750 = 22500, \quad (15)$$

$$\Delta W_{\text{xb1}} = \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 = \frac{1}{2} \cdot 102,5 \cdot 1,55^2 \cdot 750 = 92346 \text{ кВт.ч.} \quad (16)$$

Для определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов реконструируемой подстанции с целью уменьшения потерь необходимо определить экономическую нагрузку трансформатора по выражению:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt[n \cdot n - 1]{\frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (17)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n – количество трансформаторов на подстанции;

P'_x – значение приведенных потерь холостого хода в трансформаторе;
 P'_k – значение приведенных потерь короткого замыкания в трансформаторе.

Для варианта 1 с силовым трансформатором ТДН 10000/35/10 значение экономической мощности составит:

$$S_{\text{Э.ПС}} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{15}{102,5} = 5,4 \text{ МВА.} \quad (18)$$

При заполнении таблицы 3.1 количество одновременно работающих трансформаторов n_i определим исходя из условия:

если $S_{B_i} > S_{\text{Э.ПС}}$, то в работе остаются два трансформатора и $n_i = 2$;

если $S_{B_i} < S_{\text{Э.ПС}}$, то в работе остаётся один трансформатор и $n_i = 1$;

Результаты дальнейших расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТДН–10000/35/10-

i	S_{B_i} , МВА	n_i	T_i , ч.	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3,6i}$	$\Delta W_{k,6i}$, кВт·ч
1	15,58	2	750	22500	1,55	92346
2	14,02	2	2250	67500	1,4	226012
3	9,34	2	3000	90000	0,93	132978
4	6,23	2	2000	60000	0,62	39401
5	4,67	1	760	11400	0,46	16483
				$\sum \Delta W_x = 251400$		$\sum \Delta W_{k,6} = 507220$
				$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{k,6} = 758620$		

У1 кВ

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДН–10000/35/6 кВ:

Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$\alpha = 270$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta = 0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии;

$$W_{\text{ПС}} = 15,58 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,9 \cdot 2,25 + 0,6 \cdot 3 + 0,4 \cdot 2,0 + 0,3 \cdot 0,76 \cdot 10^3 \quad (19)$$

$$W_{\text{ПС}} = 87294 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{ПС}}^{\text{max}}} = \frac{87294}{17,3} = 8208 \text{ ч}, \quad (20)$$

$$T_M = 8208$$

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{8208} + 0,9 = 0,93 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (21)$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 758620 \cdot 0,93 = 707712 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (22)$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 12500000 \text{ руб}$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094$$

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 12500000 = 1175000 \text{ руб}. \quad (23)$$

$$I = I_0 + I_{\text{Э}} = 1175000 + 707712 = 1882712 \text{ руб}. \quad (24)$$

$$E_{\text{н}} = 0,15$$

$$Z_{\text{пр1}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = 0,15 \cdot 12500000 + 1882712 = 3757712 \text{ руб}. \quad (25)$$

2.2 Расчет для трансформаторов 2х ТДН-16000/35-У1

$$S_{\text{ном.Т}} = 16\text{МВА}$$

$$\Delta P_{\text{XX}} = 16\text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 90\text{кВт}$$

$$U_{\text{КЗ, \%}} = 8\%$$

$$i_{\text{XX, \%}} = 0,6\%$$

Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_{\text{X}} = \frac{i_{\text{XX, \%}} \cdot S_{\text{ном.Т}}}{100} = \frac{0,60 \cdot 16000}{100} = 96 \text{ кВар.} \quad (26)$$

Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в XX режиме:

$$P'_{\text{X}} = \Delta P_{\text{XX}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{X}} = 16 + 0,05 \cdot 96 = 20,8 \text{ кВт.} \quad (27)$$

где $k_{\text{ип}} = 0,05$

$$P'_{\text{X}} = \Delta P_{\text{XX}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{X}} = 16 + 0,05 \cdot 96 = 20,8 \text{ кВт.} \quad (28)$$

Рассчитаем потери реактивной мощности режима короткого замыкания трансформатора.

$$Q_{\text{К}} = \frac{U_{\text{КЗ \%}} \cdot S_{\text{ном.Т}}}{100} = \frac{8 \cdot 16000}{100} = 1280 \text{ кВар.} \quad (29)$$

Определим приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания на трансформаторе.

$$P'_{\text{К}} = \Delta P_{\text{КЗ}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{К}} = 90 + 0,05 \cdot 1280 = 154 \text{ кВт.} \quad (30)$$

Для двухобмоточного трехфазного трансформатора приведенные потери мощности определяются из выражения

$$P'_T = P'_{XX} + k_3^2 \cdot P'_{K3} = 20,8 + 0,97^2 \cdot 154 = 165,69 \text{ кВт.} \quad (31)$$

Определим для двухобмоточного трансформатора коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{15580}{16000} = 0,97. \quad (32)$$

Потери определяются из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{к.в.}i} + \Delta W_{\text{х.}i} = \frac{1}{n} \cdot P'_K \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 + n_1 \cdot P'_X \cdot T_1 \quad (33)$$

Где n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, причем определенные с учетом значения экономической нагрузки $S_{\text{э.ПС}}$

$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}}$ коэффициенты загрузки обмоток высшего напряжения

двухобмоточного трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени.

Для первой ступени годового графика нагрузок:

$$\Delta W_{\text{х1}} = n_1 \cdot P'_X \cdot T_1 = 2 \cdot 20,8 \cdot 750 = 31200 \text{ кВт.ч} \quad (34)$$

$$\Delta W_{\text{xb1}} = \frac{1}{n} \cdot P'_K \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 = \frac{1}{2} \cdot 154 \cdot 0,97^2 \cdot 750 = 54336 \text{ кВт.ч} \quad (35)$$

Для определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов реконструируемой подстанции с целью уменьшения потерь необходимо определить экономическую нагрузку трансформатора по выражению:

$$S_{\text{Э.П.С}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1} \cdot \frac{P'_x}{P'_k}, \quad (36)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n – количество трансформаторов на подстанции;

P'_x – значение приведенных потерь холостого хода в трансформаторе;

P'_k – значение приведенных потерь короткого замыкания в трансформаторе.

Для варианта 1 с силовым трансформатором ТДН 16000/35/10 значение экономической мощности составит:

$$S_{\text{Э.П.С}} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{20,8}{154} = 8,31 \text{ МВА}$$

При заполнении таблицы 3.1 количество одновременно работающих трансформаторов n_i определим исходя из условия:

если $S_{Vi} > S_{\text{Э.П.С}}$, то в работе остаются два трансформатора и $n_i = 2$;

если $S_{Vi} < S_{\text{Э.П.С}}$, то в работе остаётся один трансформатор и $n_i = 1$;

Результаты дальнейших расчетов приведены в таблице 3

Таблица 3 - Результаты расчета потерь для трансформаторов ТДН-16000/35/10

i	S_{B_i}, MVA	n_i	$T_i,$ ч.	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{3.6i}$	$\Delta W_{к.6i},$ кВт·ч
1	15,58	2	750	31200	0,97	54336
2	14,02	2	2250	93600	0,87	131132
3	9,34	2	3000	124800	0,58	79726
4	6,23	1	2000	41600	0,39	48063
5	4,67	1	760	15808	0,29	10098
				$\sum \Delta W_x = 307008$		$\sum \Delta W_{к.6} = 323353$
				$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к.6} = 630361$		

кВ

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДН-16000/35/6 кВ:

Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$\alpha = 270$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta = 0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии;

$$W_{\text{ПС}} = 15,58 \cdot 1 \cdot 0,75 + 0,9 \cdot 2,25 + 0,6 \cdot 3 + 0,4 \cdot 2,0 + 0,3 \cdot 0,76 \cdot 10^3$$

$$W_{\text{ПС}} = 87294 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{ПС max}}} = \frac{87294}{17,3} = 8208 \text{ ч}, \quad (37)$$

$$T_M = 8208$$

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{270}{8208} + 0,9 = 0,93 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (38)$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 630361 \cdot 0,93 = 586253 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (39)$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 18000000 \text{ руб}$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094$$

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 1800000 = 1692000 \text{ руб} \quad (40)$$

$$I = I_0 + I_{\text{э}} = 1692000 + 586253 = 2278253 \text{ руб.}$$

$$E_{\text{н}} = 0,15$$

$$Z_{\text{пр2}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = 0,15 \cdot 18000000 + 2278253 = 4978253 \text{ руб.} \quad (41)$$

$$Z_{\text{пр2}} > Z_{\text{пр1}}$$

$$4978253 \text{ руб} > 3757712 \text{ руб}$$

Таким образом, в результате расчета технико-экономических показателей для установки на подстанции выбраны два трансформатора ТДН-10000/35-У1.

3 Выбор электрической схемы распределительного устройства

Выбор электрической схемы распределительного устройства осуществляется на основании пункта 3.1 руководящего документа [1]. Данный документ предписывает выбор схемы осуществлять из каталога типовых решений, представленного в [13]. Исходя из положений вышеуказанных документов, выберем схему распределительного устройства №35-4Н – «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Принципиальная электрическая схема данного распределительного устройства представлена на рисунке 2.

Преимуществом данной схемы является наиболее простая конструкция РУ, что предполагает дешевизну комплектующих и монтажа, а также упрощает ремонт оборудования в процессе эксплуатации. Данная схема применяется в случае тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций. Она открывает широкие перспективы для дальнейшего расширения. Так, начальным этапом подобного расширения может являться схема укрупненного блока (линия + 2 трансформатора).

Применение данной схемы возможно только при условии обеспечения требуемой надежности ЭСН потребителей, что для схемы 4Н означает необходимость применения выключателей, созданных по технологии, основой которой является применение гексафторида серы (который на практике чаще всего именуется элегазом).

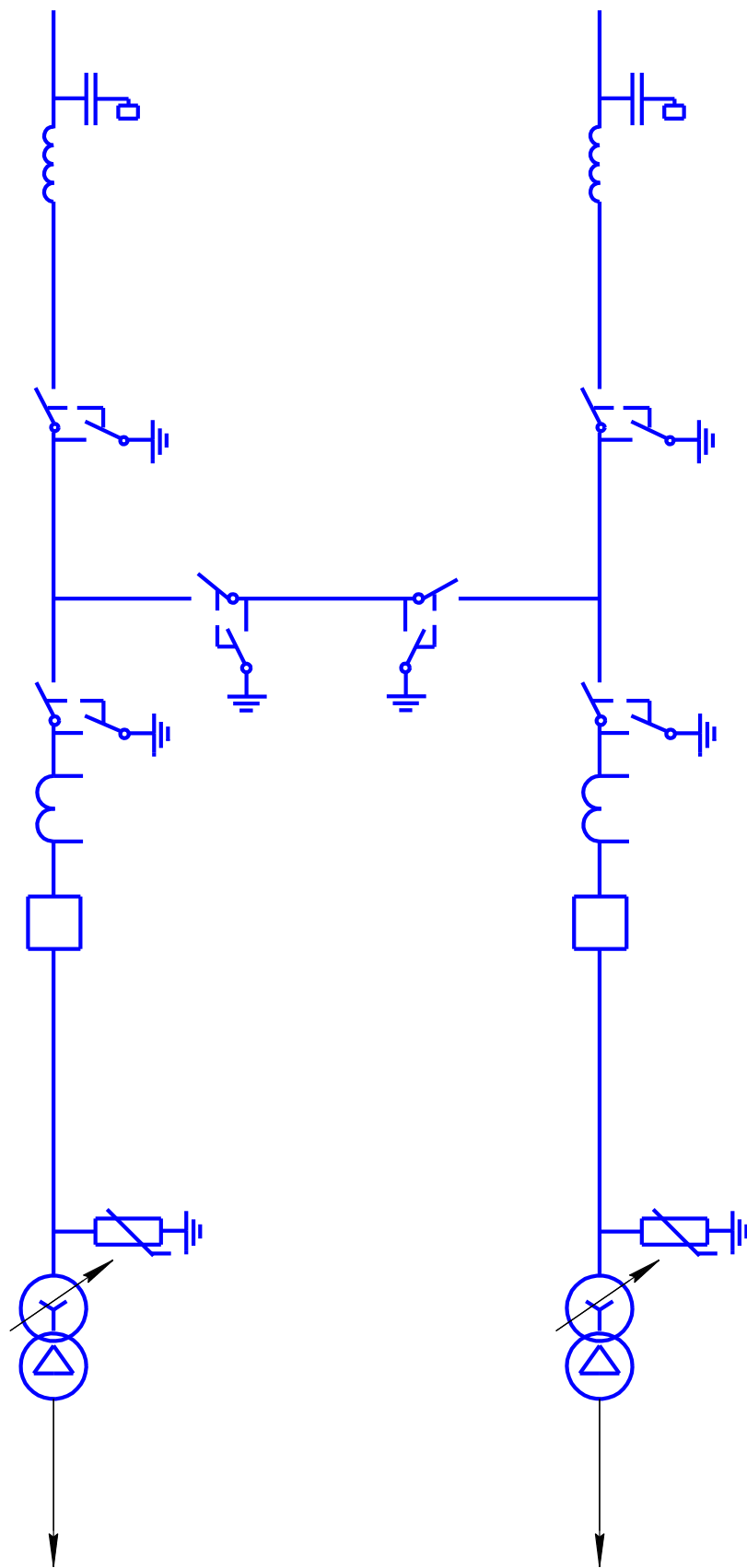


Рисунок 2 – Схема электрическая принципиальная РУ №35-4Н

4 Расчет токов короткого замыкания

Практическое использование электрооборудования подразумевает возникновение в электроустановках любой степени сложности токов короткого замыкания, что объясняется естественным старением изоляции, заводским браком, ошибками персонала, либо другими причинами. Короткое замыкание – любое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, либо, в системах с заземленными нейтралью – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом).

К последствиям подобных замыканий можно отнести: резкое возрастание токов в токоведущих частях, как следствие, провал напряжения в схеме, а в некоторых случаях – возникновение электрической дуги, что приводит к порче оборудования и возникновению пожара. Протекание токов большой силы приводит к перегреву токоведущих частей, а в некоторых случаях, и к их механической деформации. Следствием вышеизложенного являются перерывы в электроснабжении, нарушение технологических режимов, недоотпуск электроэнергии.

Предотвращение коротких замыканий в сетях электроснабжения является одной из приоритетных задач проектирования системы

4.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Данный расчет выполняется в целях выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, а также выполнения проектирования устройств заземления и прочего оборудования.

Составим расчетную схему ЭУ и обозначим расчетные точки КЗ (рисунок 3)

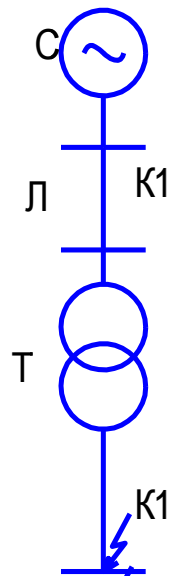


Рисунок 3 – Расчетная схема электроустановки

Далее, на основании данной схемы строится эквивалентная схема замещения (рисунок 4)

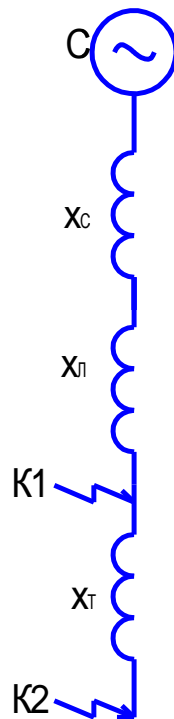


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения сети ЭСН:

Зададимся базисными мощностью и ЭДС: $S_б = 1000$ МВА, $E_{б,c}'' = 1$.

Расчет сопротивлений:

$$x_{*б,c} = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2, \quad (42)$$

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{к.н1} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{7,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 7,5, \quad (43)$$

$$x_{*б,КЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 2,92. \quad (44)$$

Длина линии, согласно техническому заданию, составляет 10 км.

Выполним расчет токов симметричного короткого замыкания:

–В точке К1:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки

К1:

$$x_{*рез б} = x_{*б,c} + x_{*б,КЛ} = 2 + 2,92 = 4,92, \quad (45)$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}, \quad (46)$$

Определяем начальное среднеквадратичное значение периодической составляющей короткого замыкания тока:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{4,92} \cdot 15,6 = 3,17 \text{ кА}, \quad (47)$$

Ударный ток:

$$k_{уд} = 1,8$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot 1,8 = 8,06 \text{ кА}. \quad (48)$$

–В точке К2:

–Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К2:

$$x_{*рез2 б} = x_{*рез1 б} + x_{*б,ТВ} = 4,92 + 7,5 = 12,42. \quad (49)$$

Выполним расчет базисного тока

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}. \quad (50)$$

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{12,42} \cdot 55 = 4,42 \text{ кА}. \quad (51)$$

Вычисляем ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot 1,9 = 11,87 \text{ кА}. \quad (52)$$

Далее рассчитаем токи несимметричных КЗ

4.2 Расчет токов несимметричных КЗ

Для расчета несимметричных токов КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

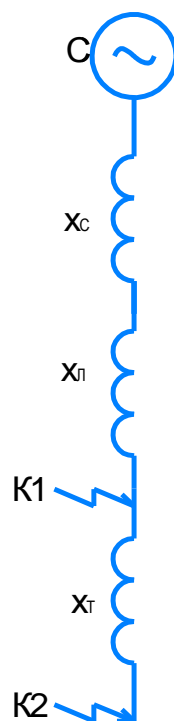


Рисунок 5 – Схема замещения прямой и обратной последовательностей

При составлении схемы замещения нулевой последовательности учитываем, что силовой трансформатор имеет напряжение ВН – 35 кВ. При этом схема соединения обмоток силового трансформатора для сетей напряжением 35 кВ звезда-треугольник. Поэтому схема замещения нулевой последовательности может быть выполнена только для расчетной точки К1 (рисунок 6)

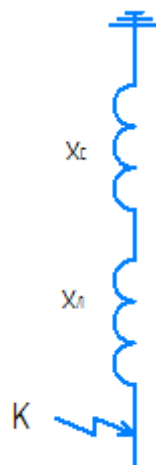


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

– Расчет для точки К1:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 4,92$$

Выполним вычисление сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,l})}{x_{*6,c} + x_{*6,l}} = \frac{(0,2 + 2,92)}{0,2 + 2,92} = 1. \quad (53)$$

Производим вычисление тока однофазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{3}{4,92 + 4,92 + 1} \cdot 15,6 = 4,31 \text{ кА}. \quad (54)$$

Определяем путем расчета ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\bar{3}}{4,92 + 4,92} \cdot 15,6 = 2,74 \text{ кА}. \quad (55)$$

Вычислим ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{п,0}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6, \quad (56)$$

$$I_{п,0}^{1,1} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{4,92 \cdot 1}{4,92 + 1}} \cdot \frac{1}{4,92 + \frac{4,92 \cdot 1}{4,92 + 1}} \cdot 15,6 = 4,35 \text{ кА}.$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^1 = \bar{2} \cdot I_{п,0}^1 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 4,31 \cdot 1,8 = 10,97 \text{ кА}, \quad (57)$$

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,0}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 2,74 \cdot 1,8 = 6,97 \text{ кА},$$

$$i_{уд}^{1,1} = \bar{2} \cdot I_{п,0}^{1,1} \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 4,35 \cdot 1,8 = 11,07 \text{ кА}.$$

–Для точки К2:

Так как вторая обмотка двухобмоточного трансформатора соединена схемой треугольник в ней нет нулевой последовательности. 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 рассчитаем только двухфазное короткое замыкание и двухфазное короткое замыкание на землю, но значение нулевой последовательности будет равно нулю.

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 12,42$$

Определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\bar{3}}{12,42 + 12,42} \cdot 55 = 3,83 \text{ кА.} \quad (59)$$

Определим ток двухфазного КЗ на землю

$$I_{п,о}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6 \quad (60)$$

$$I_{п,о}^{1,1} = \bar{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{12,42 \cdot 0}{12,42 + 0} \cdot \frac{1}{12,42}} \cdot 9,16 = 1,27 \text{ кА.}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^2 = \bar{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 3,83 \cdot 1,92 = 10,39 \text{ кА,} \quad (61)$$

$$i_{уд}^{1,1} = \bar{2} \cdot I_{п,о}^{1,1} \cdot k_{уд} = \bar{2} \cdot 1,27 \cdot 1,92 = 3,44 \text{ кА.}$$

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.

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

- Выключателей на сторонах 35 кВ и 10 кВ
- Разъединителей на стороне 35 кВ
- Трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ
- Трансформаторов тока на сторонах 35 и 10 кВ

5.1 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 \text{ А}, \quad (62)$$

$$B_k = I_{\phi}^{(1.3)^2} \cdot t_{откл} + T_a = 3,17^2 \cdot 0,04 + 0,15 = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (63)$$

где $t_{откл.в}$ – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05. \quad (64)$$

где $t_{с.в}$ - собственное время срабатывания выключателя

$t_{р.з}$ - время срабатывания релейной защиты

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{1.3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 3,21 \text{ кА}. \quad (65)$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем элегазовый выключатель ВР35НТ УХЛ1.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 35 кВ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателя ВР35НТ УХЛ1.

Элегазовый выключатель ВР35НТ УХЛ1.	
Расчетные значения	Каталожные параметры
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 218,72 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\phi}^{(1.3)} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 25 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 3,21 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{1.3} + I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,17 + 3,21 = 7,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 49,5 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}}^{(1.3)} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{\text{н.р.с}} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор разъединителей

По имеющимся данным выберем разъединитель двухколонковый с заземляющими ножами типа РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1.

Таблица 5 – Выполнение проверки разъединителя РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1.

$U_{\text{НОМ. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ. дл.}} = 218,72 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,0}^1 = 3,17 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выполнена проверка разъединителя РНДЗ-1-35/1000 ХЛ1, в результате которой выявлено, что он удовлетворяет всем требованиям.

5.3 Выбор трансформаторов тока

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 \text{ А.} \quad (66)$$

$t_T = 3 \text{ с}$ (время протекания тока термической стойкости трансформатора)

$$B_k = I_{\phi}^{(1.3)^2} \cdot t_{откл} + t_T + T_a = 3,17^2 \cdot 0,04 + 3 + 0,15 = 32,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (67)$$

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-1000/5

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218,72 \text{ А}$	$I_{1НОМ} = 400 \text{ А}$
$I_{уд}^{(1.3)} = 11,87 \text{ кА}$	$I_{уд} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 32,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1НОМ}^2 \cdot t_T = 15^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3$ $= 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока (таблица 7). В целях регистрации несимметрии фаз и оперативного на нее реагирования, а также обеспечения постов управления наиболее полной информацией, установим измерительные приборы в каждую из фаз трехфазной сети.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	0,5		0,5
Варметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Счетчик активной и реактивной мощности	СЕ 303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,17	0,67	1,17

$S_{\text{приб}} = 1,17 \text{ ВА}$ – мощность прибора

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

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки согласно каталожным данным трансформатора тока ТПОЛ-35.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,17}{5^2} = 0,0468 \text{ Ом} \quad (68)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,0468 - 0,1 = 1,0532 \text{ Ом} \quad (69)$$

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 50 м. Произведем определение необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,0532} = 0,66 \text{ мм}^2. \quad (70)$$

Выбираем медный провод МРП сечением $2,5 \text{ мм}^2$ (Провод медный одножильный с резиновой изоляцией и оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной парафином) минимально допустимое сечение по условиям механической прочности $2,5 \text{ мм}^2$.

5.4 Выбор гибких шин на стороне 35 кВ

Проводники ВЛ (гибкие шины) на практике выполняются сталеалюминиевыми проводами марки АС.

Сечение проводников выбирается по нижеизложенным параметрам.

Плотность тока экономическая:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 243,11 \text{ кА}, \quad (71)$$

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 243,11 \text{ кА}, \quad (72)$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{243,11}{1} = 243,11 \text{ мм}^2. \quad (73)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, согласно [ПУЭ] и T_{max} определенному в п.1 равна 5606 ч

Предварительно выберем провод АС – 70/11 и выполним для него комплекс проверок:

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

$$I_{\text{дл.доп}} = 390 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 218,72, \quad (74)$$

$$I_{\text{max}} = 218,72 \text{ А} < I_{\text{дл.доп}} = 265 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость для проводов, прокладываемых на открытом воздухе не производится. Проверка на электродинамическую стойкость проводится только при превышении периодической составляющей тока короткого замыкания значения 20 кА, что в данном случае не имеет места.

Провод АС – 70/11 удовлетворяет условиям, по которым проводилась проверка и потому принимается к применению в ОРУ 35 кВ.

5.5 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 769,8 \text{ А}, \quad (75)$$

$$B_{\text{к}} = I_{n,0}^3 \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} + T_a = 4,42^2 \cdot 0,07 + 0,025 + 0,15 \quad (76)$$

$$B_{\text{к}} = 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,070 + 0,015 = 0,085.$$

где $t_{\text{с.в}}$ - собственное время срабатывания выключателя

$t_{\text{р.з.}}$ - время срабатывания релейной защиты

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{1.3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,085}{0,15}} = 3,57 \text{ кА}. \quad (77)$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 10 кВ приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выключателя ВВ/TEL–10–20/1600 У2.

$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 769,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{n,0}^2 = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01 \cdot 20 = 5,64 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^2 + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,57$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^2 + i_{\alpha,\tau} = 9,82 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100} \right) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 11,87 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2 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.

5.6 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ А.} \quad (78)$$

$t_T = 1 \text{ с}$ (время протекания термической стойкости ТТ)

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a = 4,42^2 \cdot 0,01 + 1 + 0,14 = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (79)$$

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-10-1500/5 УХЛ1 (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-1500/5 У2

$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 549,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 11,87 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 152,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ-10-1500/5 УХЛ1 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

5.7 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Установка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ нецелесообразна в связи с тем, что данная сторона напряжения является подведомственной для вышестоящей подстанции и контроль напряжения осуществляется на ней.

На стороне 10 кВ:

Определим ожидаемую вторичную нагрузку ТН (таблица 10):

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	7	28
ИТОГО			28

По полной вторичной нагрузке выбираем трансформатор напряжения 3-ЗНОЛ-СЭЩ - 10 (У2) – заземляемый трансформатор напряжения опорного типа с литой изоляцией. СЭЩ – товарный знак, зарегистрированный производителем.

5.8 Выбор гибких шин на стороне 10 кВ

Сечение проводников выбирается по нижеизложенным параметрам.

Выбор проводника произведем по условию нагрева от протекания длительно-допустимого тока.

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 856,7 \text{ А.} \quad (80)$$

Для цепи выберем провод АС-240/56 и проверим его на соответствие заданным параметрам:

$$I_{\text{дл,доп}} = 1180 \text{ А}$$
$$I_{\max} = 856,7 \text{ А} \leq I_{\text{дл,доп}} = 1180 \text{ А}$$

Проверка по условиям коронирования на стороне низкого напряжения ($U < 35 \text{ кВ}$) не проводится.

5.9 Выбор ОПН (Ограничитель перенапряжения)

Выбираем следующие ограничители перенапряжения по каталогу:

Для высокой стороны:

Выбираем ОПН марки РК – 35/126-10-760 – УХЛ1

Для низкой стороны:

Выбираем ОПН марки РВ – 10/12,6-5-250 – УХЛ1

6 Релейная защита

«Релейная защита является важнейшей и наиболее ответственной составляющей автоматики, применяемой в современных энергетических системах. Она осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и аномальных режимов в электрической части энергосистем, обеспечивая их надежную работу».

«В настоящее время релейная защита приобретает все большее значение в связи с ростом мощностей электростанций, повышением напряжения электрических сетей. Происходит постепенный переход релейной защиты и автоматики на микропроцессорную базу».

В электроэнергетических системах могут возникать как повреждения, так и аномальные режимы работы.

«Повреждения являются аварийными режимами, они могут привести к появлению значительных токов и глубокому понижению на шинах электростанций и подстанций. Ток повреждения может вызвать разрушение в месте повреждения и опасный нагрев проводов. Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы электростанций энергосистемы».

«Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. Для этих целей в основном используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты».[22]

6.1 Расчет дифференциальной защиты для защиты силового трансформатора на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т

Для защиты трансформатора, выбраны трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35с коэффициентом трансформации 1000/5 для ВС, ТОЛ – 10 с коэффициентом трансформации 1500/5 для НС.

Первичное значение тока на высокой стороне силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ А.} \quad (81)$$

Рассчитаем первичный ток низкой стороны силового трансформатора:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ А.}$$

«Вторичный ток высокой стороны силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{пер.ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{156 \cdot 1}{200} = 0,78 \text{ А,} \quad (82)$$

где: $K_{\text{сх}}$ – значение коэффициента схемы;

K_1 – значение коэффициента трансформации ТТ.» [12].

Определим вторичный ток низкой стороны силового трансформатора по формуле:

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{пер.ном НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{549,8 \cdot \sqrt{3}}{300} = 3,16 \text{ А.}$$

За базисные токи принимаются полученные значения $I_{\text{втор.ном}}$ для соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{\text{баз ВН}}$ » и « $I_{\text{баз НН}}$ ».

Рассчитав базисные токи сторон производится проверка на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства, при вторичном токе в 5 А базисные токи должны попадать в диапазон от 1,01 до 10 А.

Из полученных расчетов можно сделать вывод, что в данном случае это условие выполняется.

На горизонтальном участке без торможения $I_{д1}/I_{баз}$ базовая уставка дифференциального тока срабатывания определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты, следует стремиться к тому, чтобы иметь уставку срабатывания в диапазоне от 0,3 до 1,0.

Определяем расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, по формуле:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} \cdot I_{сквоз} \quad (83)$$

$$= 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{сквоз} = 0,52 \cdot I_{сквоз}$$

Принимаем значение $I_{д1}/I_{н}$ равное 0,3.

Рассчитаем коэффициент снижения тормозного тока по формуле:

$$K_{сн.т} = \frac{1}{K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}} = \frac{1}{1 - 0,4} = 0,77. \quad (84)$$

Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле:

$$K_{торм} = \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}}{K_{сн.т}} \cdot 100 \% \quad (85)$$

$$= \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,77} \cdot 100 \% = 68\%.$$

Принятое значение уставки коэффициента торможения округляется до целого числа и должен быть в диапазоне от 10 до 100 %. Принимаем коэффициент торможения равным 68 %.

Расчет первой точки излома и выбор второй:

$$\frac{I_{т1}}{I_{н}} = \frac{I_{д1}/I_{н}}{K_{торм}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (86)$$

Принимаем значение уставки второй точки излома в рекомендуемом диапазоне от 1 до 2, $I_{т2}/I_{н}$ равное 1,5.

Значение уставки блокировки по второй гармонике принимаем равной $I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15$.

Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитан

ниже:

$$I_{неб} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} \cdot I_{кз.внеш} \quad (87)$$

$$= 1,3 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 \cdot 4,42 = 2,29.$$

Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов коэффициент чувствительности ДЗТ-2 не должен быть больше 2. В результате опыта, в большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

$$I_{кз.вн.мах\ ВН} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{пер.ном\ ВН}} = \frac{4420}{156} = 28,3, \quad (88)$$

«Найдем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{диф}}{I_{н}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.мах},$$

где: $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,7$ – если номинальный вторичный ток ТТ 5 А.» [12].

На высокой стороне:

$$\frac{I_{диф}}{I_{н}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.мах} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 28,3 = 23,7. \quad (89)$$

Исходя из расчетов принимаем уставку дифотсечки $I_{диф}/I_{н} = 24$.

6.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Уставка $\frac{I_{диф}}{I_{н}}$ должна находиться в пределах от 0,3 до 0,5, для обеспечения полной чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиями в любых обмотках

Примем значение уставки $\frac{I_{диф}}{I_{н}} = 0,3$

$$h_0 = 0,3$$

Рассчитаем дифференциальный ток

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав} = 0,48 \text{ А.} \quad (90)$$

где, $\Delta f_{добав} = 0,04$ – поправка на возможную ошибку задания номинальных

ТОКОВ

$K_{отс} = 1,2$ – Коэффициент отстройки

$K_{одн} = 1$ – Коэффициент однотипности трансформаторов тока

$\varepsilon = 0,1$ – Относительное значение погрешности в ТТ в установившемся режиме

$K_{пер} = 2$ – Коэффициент учитывающий переходный режим

$$h = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав} = 0,4 \quad (91)$$

Коэффициент снижения тормозного тока

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5h = 0,8$$

Отношение:

$$K_{торм} \geq 100 \frac{I_{диф}}{I_H} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав}}{K_{сн.т}} \quad (92)$$
$$h_2 = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав}}{K_{сн.т}} = 60$$

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = h_0 \cdot \frac{100}{h_2} = 0,5$$

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 1,5 - 2$$

Примем равной

$$h_3 = 1,5$$

Условие $\frac{I_{m2}}{I_{ном}} > \frac{I_{m1}}{I_{ном}}$; выполняется

Уставка блокировки от второй гармоники $\frac{I_{дг2}}{I_{дг1}}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительности ступени ДЗТ-2 ($\frac{I_{д1}}{I_{ном}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок $\frac{I_{д1}}{I_{норм}} = 0,1; T, c=10.$

Коэффициент отстройки $K_{отс3} = 1,05$

Коэффициент возврата $K_B = 0,95$

Рассчитаем токи срабатывания защиты на низкой и высокой сторонах

$$I_{с.з.ВН} = \frac{K_{отс3} \cdot 1,05 \cdot I_{ном.ВН}}{K_B} = 0,893 \text{ А}, \quad (93)$$

$$I_{с.з.НН} = \frac{K_{отс3} \cdot 1,05 \cdot I_{ном.НН}}{K_B} = 2,127 \text{ А}.$$

Уставки Дифференциальной защиты представлены в таблице 11

Таблица 11– Уставки Дифференциальной защиты

Уставки	Значение
Первичное значение тока на высокой стороне, А	$I_{пер.ном ВН} = 156$
Первичное значение тока на низкой стороне, А	$I_{пер.ном ВН} = 549,8$
Вторичное значение тока на высокой стороне, А	$I_{втор.ном ВН} = 0,78$
Вторичное значение тока на низкой стороне, А	$I_{втор.ном НН} = 3,16$
Дифференциальный ток, А	$I_{диф} = 0,48$
Ток срабатывания защиты на низкой стороне, А	$I_{с.з.ВН} = 0,893$
Ток срабатывания защиты на высокой стороне, А	$I_{с.з.НН} = 2,127$

7 Выбор оперативного тока

На ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться СОПТ напряжением 220 В. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

СОПТ обеспечивает резервное и рабочее питание следующих основных электроприемников:

- устройств управления высоковольтными КА (кроме питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;
- устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;
- устройств сигнализации.

На ПС 35 кВ и выше должна как правило применяться централизованная (общеподстанционная) СОПТ (применяется одна или две АБ для питания ПШТ).

«Аккумуляторная батарея должна: – быть стационарной свинцово-кислотной закрытого типа по ГОСТ 26881 и ГОСТ Р МЭК 60896-11, срок службы АБ должен быть не менее 20 лет»[12].

Подытоживая выше сказанное на подстанции выбирается к установке постоянный оперативный ток. Выбираем АБ серии VARTA Block. Серия VARTA Block это – закрытые свинцово-кислотные батареи, их разработали для универсального применения там, где следует соблюдать высокие требования безопасности. Аккумуляторные батареи будут располагаться в здании ОПУ. Это специально отведенное помещение, в котором находится вентиляция, что является важным условием при таком расположении.

8 Определение собственных нужд подстанции

Трансформатор собственных нужд (ТСН) - это силовой понижающий трансформатор, питающий электроприемники собственных нужд подстанции.

К потребителям с.н. ПС относятся оперативные цепи, охлаждение силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей, шкафов КРУ, зарядное устройство, освещение, отопление и т.д.

На 2-трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются 2 трансформатора с.н., на простейших и 1-трансформаторных ПС—1 трансформатор.[11]

Для обеспечения нормального функционирования подстанции, необходимо обеспечить вспомогательное оборудование, которое на ней установлено, электроэнергией. Для этого, как правило применяются трансформаторы собственных нужд, или, в случае необходимости, дизельные генераторы малой мощности. Определим состав собственных нужд трансформаторной подстанции:

Таблица 12 – Ведомость вспомогательного оборудования ПС

№ п/п	Потребитель	Общая мощность	
		P, кВт	P _Σ , кВт
1	Подогрев приводов разъединителей	0,7 x 8	5,6
2	Отопление, освещение КРУН 10 кВ	-	15
3	Устройства охлаждения трансформаторов	2x2	4
4	Подогрев выключателей 35 кВ	2x4	8
5	Освещение ОРУ 35 кВ	-	2
6	Зарядно-подзарядные агрегаты	2x23	46
	Маслохозяйство	-	75
Итого:			155,6

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

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = \frac{155,6}{0,9} = 172 \text{ КВА.} \quad (94)$$

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:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 172 \cdot 0,7 = 121,8 \text{ КВА.} \quad (95)$$

На основании вышеизложенных данных для обеспечения питания собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора ТСН-160/35/0,4 кВ.

9 Расчет заземления подстанции

«Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 35 кВ должно быть $R_z = 4 \text{ Ом}$, которое и будет определяющим для расчета» [12].

Тип грунта – супесок, климатическая зона – II, так как грунт супесок удельное сопротивление составит $\rho_{\text{гр}} = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Данные подстанции:

Размер 38x43м, площадь подстанции $S = 1634 \text{ м}^2$, периметр $P = 162 \text{ м}$.

Глубина заложения электродов $t = 0,5 \text{ м}$.

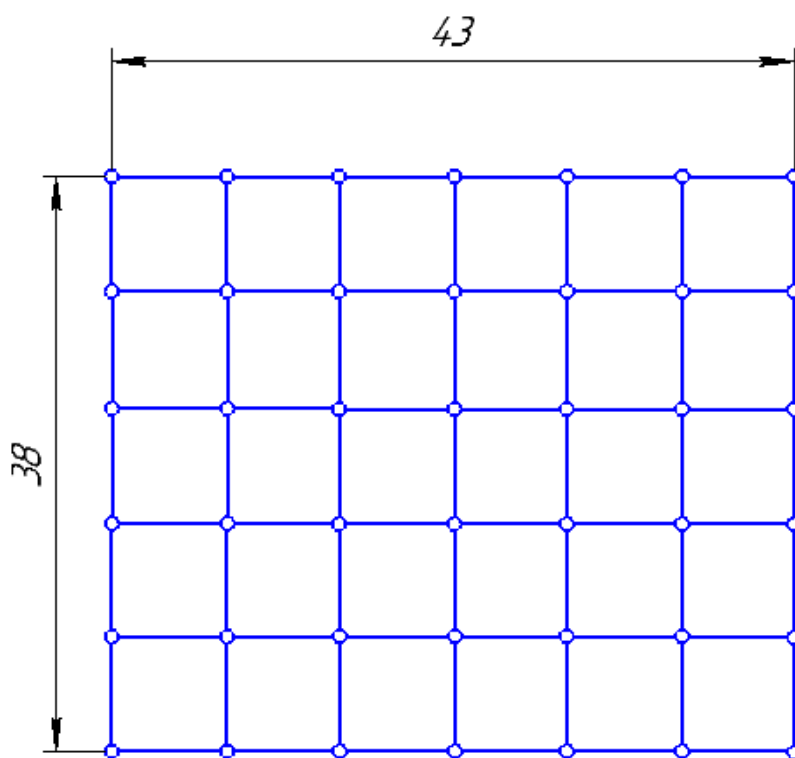


Рисунок 7 – Схема заземляющего устройства

По [3] находим допустимое напряжение прикосновения

$U_{\text{пр.доп.}} = 500 \text{ В}$ для $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$ – длительность воздействия.

«Определяем напряжение на заземлителе» [3]:

$$U_z = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{П}}} = \frac{500}{0,202} = 2475 \text{ Ом}, \quad (96)$$

где: k_{Π} – коэффициент напряжения прикосновения.

«Для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_{\Gamma}}{a \bar{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 443}{10 \cdot 43 \cdot 38}\right)^{0,45}} = 0,202, \quad (97)$$

где: $l_B = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\Gamma} = 443 \text{ м}$ – длина заземлителей по горизонтали, м;

$a = 10 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S = 1634$ – площадь заземления, м^2 ;

$M = 0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , в соответствии с [3, с.96];

β – коэффициент сопротивления тела человека $R_{\text{ч}}$ и растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$.» [3].

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87. \quad (98)$$

Для расчетов принимается: $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$, $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с.}}$, где $\rho_{\text{в.с.}}$ – сопротивление верхнего слоя земли удельное, $\text{Ом} \cdot \text{м}$. $\rho_{\text{в.с.глины}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

«Поскольку, $U_3 = I_3 R_3$, сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2475}{4310} = 0,574 \text{ Ом}, \quad (99)$$

где I_3 – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 35 кВ. $I_3 = 4,31 \text{ кА}$.

Определим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\bar{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_B};$$

вычисляем число ячеек по сторонам условного квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{443}{2 \cdot 1634} - 1 = 4,48, \quad (100)$$

принимаем $m = 5$.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} m + 1 = 2 \sqrt{1634} \cdot 5 + 1 = 485 \text{ м}. \quad (101)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{\overline{1634}}{5} = 8,08 \text{ м.} \quad (102)$$

Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

$$n_B = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\overline{1634} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 32,3, \quad (103)$$

принимаем $n_B = 33$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 33 = 165 \text{ м.} \quad (104)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{\overline{1634}} = 0,141 > 0,1, \quad (105)$$

тогда

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_B + t}{\bar{S}} = 0,141 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{\overline{1634}} = 0,105, \quad (106)$$

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{э}}}{\bar{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,105 \frac{100}{\overline{1634}} + \frac{100}{443 + 165} = 0,424 \text{ Ом.} \quad (107)$$

что меньше $R_{3,\text{доп}} = 0,574 \text{ Ом.}$

«Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} I_3 R_3 = 0,202 \cdot 4310 \cdot 0,424 = 369,1 \text{ В,} \quad (108)$$

что меньше допустимого значения 500 В.» [3].

Следовательно, данная схема заземления способна обеспечить безопасность обслуживающего персонала и принимается к монтажу на подстанции.

10 Расчет молниезащиты подстанции

«Одним из самых весомых критериев бесперебойного функционирования электротехнических установок является обеспечение надежной защиты от грозовых явлений строительных сооружений и электротехнического оборудования. Защита ПС от прямых попаданий молнии выполняется при помощи стержневых и тросовых молниеотводов. При проектировании системы молниезащиты для рассматриваемых ПС следует придерживаться требуемым рекомендациям Правил устройства электроустановок, а именно:

- подстанции открытого типа на напряжения класса 20 и 35 кВ областях с количеством грозовых часов в году не менее 20;

- для всех открытых распределительных устройств и ПС на напряжение 220 кВ на площадках с удельным сопротивлением почвы в сезон грозовой активности не менее 2000 Ом·м при количестве грозовых часов в году превышающее 204».

«Капитальные строения закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа необходимо оснащать молниезащитой с числом грозовых часов свыше 20. Молниезащиту капитальных строений закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа с кровлей, выполненной из металлических листов или иных токопроводящих материалов, обеспечивают путем присоединения заземляющего контура к токопроводящим кровельным покрытиям или использование молниеприемных сеток. В открытых распределительных устройствах 35-150 кВ стержневые молниеотводы могут возводиться:

- при в сезон активности гроз до 500 Ом·м (35 кВ);

- при удельном сопротивлении грунта до 1000 Ом·м (110 и 150 кВ) - вне зависимости от контура заземления ПС;

- при 1000 до 2000 Ом·м (110 и 150 кВ) – при S заземляющего контура ПС 10000кв.м.».

Значительную угрозу для изоляции трансформаторного оборудования играет монтаж молниеотводов на трансформаторных порталах, из-за попадания молнии на молниеотвод, металлический кожух приобретает равный потенциал молниеотводу, который может привести к пробое изоляции трансформаторного оборудования.

«Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда» [3, с. 103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h;$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h.$$

Высота электродов 1 и 2, установленных на трансформаторных порталах $h_1 = h_2 = 20$ м. Высота защищаемых объектов $h_x = 8$ м. «Тогда:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16, \\ r_0 &= 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16, \\ r_{x1} = r_{x2} &= \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}, \end{aligned} \quad (109)$$

где: h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого сооружения, м;

r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м.» [3].

Для защиты объектов подстанции применим молниеотводы СМ–20, высотой 20 м. Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 110 кВ при высоте защищаемых объектов 8 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}.$$

К установке на данном участке принято четыре молниеотвода СМ–20.

Для защиты зданий КРУН от прямых ударов молний применим один молниеотвод СМ–20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте КРУН 4,5 м.

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 4,5)}{16} = 11,5 \text{ м}.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа, представленная пояснительной запиской и графической частью, представляет проект реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ «Молочное».

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы произведен расчет ожидаемых электрических нагрузок по подстанции 35/10 кВ «Молочное». Результаты расчета ожидаемых электрических нагрузок использованы для выбора оптимального электротехнического оборудования реконструируемой подстанции 35/10 кВ «Молочное». Построен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции, по которому определена мощность в часы максимальной загруженности, которая составила 15,58 МВА. Так же определены показатели графика нагрузок, такие как $T_m = 5606$ ч и $K_3 = 0,639$.

Далее рассмотрены различные варианты силовых трансформаторов, в результате чего по совокупности технико-экономических показателей и приведенных затрат выбраны к установке на подстанции «Молочное» два трансформатора марки ТДН – 10000/35/10 кВ.

Определены значения токов симметричных и несимметричных коротких замыканий. Наибольший ток на стороне 35 кВ протекает при двухфазном коротком замыкании. В установившемся режиме он составляет 4,35 кА, тогда как на пике переходного процесса – 11,07 кА. На стороне НН наибольшее значение имеет симметричное КЗ – периодическая составляющая равна 4,42 кА, ударный ток – 11,87 кА. Исходя из полученных значений токов короткого замыкания в ВКР выполнен выбор оборудования подстанции «Молочное».

Для обеспечения потребителей электроэнергией выбрано следующее оборудование:

– На высокой стороне: выключатель элегазовый ВР35НТ УХЛ1, разъединитель двухколонковый РНДЗ-1-35/1000, трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-35 УХЛ1, гибкие шины АС-70/11.

– На низкой стороне, в качестве проводников шинного моста выбраны медные неизолированные провода АС-240/56. Далее выбиралось оборудование, устанавливаемое в ячейки КРУН – комплектного распределительного устройства наружного размещения. К нему относятся: выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-20/1600 У2, трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ-10-1500/5 У2, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ - 10 (У2).

Сформированы электрическая схема и план подстанции с разрезом, на которых отражена компоновка оборудования и агрегатов в пространстве и их электрические связи. Выполненный проект реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Молочное» соответствует техническим требованиям и выполнен в соответствии с современными методиками расчета и выбора высоковольтного электрооборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Лаппо Д., Евплова И.Б. Генеральный план городского округа села «Молочное» г. Вологды, 2008. 59с.
- 2 Постановление Губернатора Вологодской области от 30.05.2016 "Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2017 - 2021 годы"
- 3 Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования Степкина Ю.В., Салтыков В.М. – Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с
- 4 ГОСТ 12.2.007.2-75. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. – Москва : Издательство стандартов, 2011. 5 с.
- 5 Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника – Москва : Академия, 2013. 288 с.
- 6 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185. 94с.
- 7 Неклепаев Б.П., Крючков И.Л. Электрическая часть электростанций и подстанций БХВ-Петербург 2014. 607с.
- 8 Хорольский В. Я., Таранов М. А. «Эксплуатация систем электроснабжения. Учебное пособие. 185с.
- 9 «Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций», инв. № 14198-т1, Энергосетьпроект, 1993 г. 25с.
- 10 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций – 9-е изд . – М.: Академия, 2013. 448 стр.
- 11 Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств Крюков В.И. - М.: Высшая школа; Издание 2-е, испр. и доп., 1989. 367 с.
- 12 Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. 704 стр.

13 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ОАО «ФСК ЕЭС»

14 Rongshan W. Low-Power CMOS Integrated Hall Switch Sensor: College of Physics and Information Engineering, 2017.

15 Mingqi S. Sensitivity Analysis of Time Length of Photovoltaic Output Power to Capacity Configuration of Energy Storage Systems: school of Energy Power and Mechanical Engineering, 2016.

16 Upadhyaya S., Mohanty, S. Fast Methods for Power Quality International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 18, No. 5. 2017

17 Meixia W., Yuanxiang Luo Analysis of Magnetic Field Intensity and Induced Current under Live Working Based on Charge Simulation Method: School of Electrical Engineering, 2017.

18 Tavakoli A., Gholami A. Mitigation of Transient Overvoltages Generated Due to Switching Operations and Lightning in Gas-insulated Substation (GIS) Without Extra Limiter: University of Science & Technology, 2016.

19 Сивков А.А. Основы электроснабжения: Учебное пособие– Юрайт, 2016. 174с.

20 Овчаренко Н.И Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. 2000. 288с.

21 Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: Учебное пособие Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. – Форму, Инфра-М, 2014. 596с.

22 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. Образования – М.: Издательский центр «Академия» – 2013. 282с.