

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части ГПП-1 предприятия химической промышленности

Обучающийся

Е.М. Семенов
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе по программе бакалавриата, мы рассмотрели вопрос по реконструкции главной понизительной подстанции промышленного предприятия химического типа.

Основными задачами являлось подтверждение дальнейшего использования силовых трансформаторов, которые продолжают свою эксплуатацию. Так же был решен вопрос по замене устаревших масляных выключателей на стороне низшего напряжения.

Был произведён выбор релейной аппаратуры, токовых трансформаторов, ограничителей перенапряжения.

Рассчитано новое значение токов короткого замыкания. Произведен расчет высоты и радиуса системы заземления.

Научные публикации и пособия, в которые входят различные учебники, указания методического характера, затрагивающие тематику ВКР, так же были использованы для написания.

В работу входит пояснительная записка, объемом 50 листов, в которую входит 11 таблиц с техническими характеристиками и сведенными данными, 8 рисунков. Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1 со схемами работы релейной защиты, планом подстанции и схемой заземляющего устройства.

Содержание

Введение	4
1 Анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования. Обоснование проведения реконструкции	6
2 Вычисление нагрузки электрического характера подстанции, выбор и расчет числа мощности трансформаторов силового типа	8
3 Расчет токов короткого замыкания	17
4 Выбор электрического оборудования	21
4.1 Выбор ячеек КРУ	21
4.2 Выбор выключателя	21
4.3 Выбор трансформатора тока	28
4.4 Выбор ограничителей перенапряжения	32
5 Релейная защита и автоматика подстанции	34
6 Расчет заземления	42
7 Молниезащита подстанции	46
Заключение	48
Список используемых источников	49

Введение

Своевременное проведение модернизации оборудования является необходимой задачей любого государства для того, чтобы идти в ногу со временем. Электроснабжение предприятий, в особенности химического характера должна удовлетворять всем стандартам.

Однако по мере устаревания электрооборудования, соответствовать данным стандартам становится все сложнее. Поэтому для обеспечения надежного электроснабжения, а также во избежание аварий, которые могут привести к тяжелым последствиям, необходимо время от времени проводить модернизацию оборудования подстанций электроснабжения.

В данной дипломной работе будет рассмотрена такая сложная тема как реконструкция электрической части главной понижающей подстанции химического предприятия.

Это сложный процесс, требующий высокой компетенции и опыта. Осуществление данного проекта включает в себя целый ряд ключевых мероприятий, направленных на улучшение системы электроснабжения предприятия.

«Для начала потребуется проведение тщательного анализа текущего состояния электрической части подстанции. Это включает в себя изучение электрических схем, оборудования.»[1]

По результатам анализа разрабатывается детальный план реконструкции, учитывающий все технические и экономические аспекты.

Для обеспечения высокой надежности в снабжении электроэнергией должно использоваться современное электрооборудование. Это так же необходимо для увеличения экономичности.

Надежность текущих силовых трансформаторов, снабжающих электроэнергией, вызывает большие вопросы так как марка ТРДНЦН-110 была разработана ещё в 20 веке прошлого столетия.

Целью данной работы будет являться выработка мер по улучшению и модернизации оборудования понизительной подстанции. Чтобы это сделать, потребуется выполнить следующие задачи:

- провести анализ состояния проектируемого объекта;
- выбор силовых трансформаторов либо подтверждение использования текущих;
- рассчитать возможные токи короткого замыкания для подбора проводников;
- на основе произведенных расчетов токов КЗ выбрать проводники;
- осуществление выбора релейной аппаратуры;
- выполнить расчет заземляющего устройства для определения защитной площади;
- произвести разработку молниезащиты от возможных ударов молнии во время грозы.

После выполнения всех вышеописанных процедур можно будет сказать об обеспечении высокой надежности питания электроэнергией.

1 Анализ нагрузки подстанции и состояния электрооборудования. Обоснование проведения реконструкции

Главная понизительная подстанция (сокращенно ГПП-1) с двумя высоковольтными трансформаторами мощностью в 63 МВА отвечает за электроснабжение химического предприятия по производству химикатов.

Две кабельные линии каждая на напряжение в 110 кВ осуществляют электроснабжение предприятия.

На рисунке 1 показана схема главной понизительной подстанции №1.

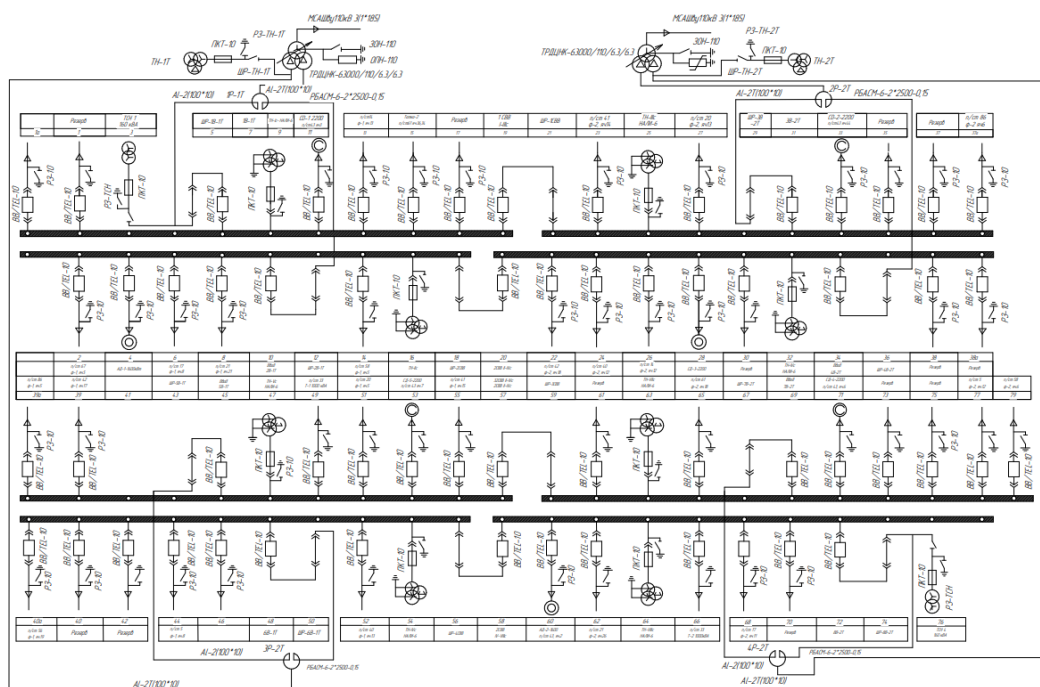


Рисунок 1 – Электрическая схема главной понизительной подстанции №1

Установка распределительного типа реализована в закрытом исполнении (ЗРУ). Наименование наиболее важных ячеек подстанции:

- ШР-1В-1Т – шинный распределитель 1 ввода 1 трансформатора. Всего у нас 8 вводов в секции шин, и они имеют аналогичное обозначение;

- ШР-1СВ – шинный распределитель 1 секционного ввода между 1 и 3 секции шинных мостов. Аналогичные наименования присутствуют между остальными секционными вводами;
- ТСН 1 160 кВА – трансформатор собственных нужд. Всего их 2 шт.;
- ТН-НАЛИ-6 – трансформатор напряжения марки НАЛИ на 6 кВ. Всего их 8 шт.

Два трансформатора типа ТРДНЦН-110/6,3/6,3 расположены на территории понизительной подстанции. Они так же обладают обмоткой расщепленного типа. Мощность составляет порядка 63 МВА. На стороне низшего напряжения (6 кВ) для коммутации цепей применяются выключатели масляного типа ВМП-10К. На этой стороне так же присутствуют трансформаторы напряжения марки НТМИ-6. Количество выключателей ВМП составляет 60 штук.

Общее количество ячеек КРУ составляет 76 штук, из которых 14 находятся в резерве. Масляные выключатели описанные выше имеют подключение к каждой из ячеек.

Далее рассмотрим обоснование использования этого оборудования.

Тип соединения обмоток силовых трансформаторов – звезда на стороне ВВ и два треугольника на стороне НН, так как трансформатор является трех обмоточным.

Вывод по разделу. Был определен основной состав электрооборудования подстанции: определен состав ячеек, количество выключателей на стороне НН, количество силовых трансформаторов, осуществляющих электроснабжение подстанции.

2 Вычисление нагрузки электрического характера подстанции, выбор и расчет числа мощности трансформаторов силового типа

Для проведения технико-экономического расчета необходимо рассмотреть годовую нагрузку, которая представлена на рисунке 2.

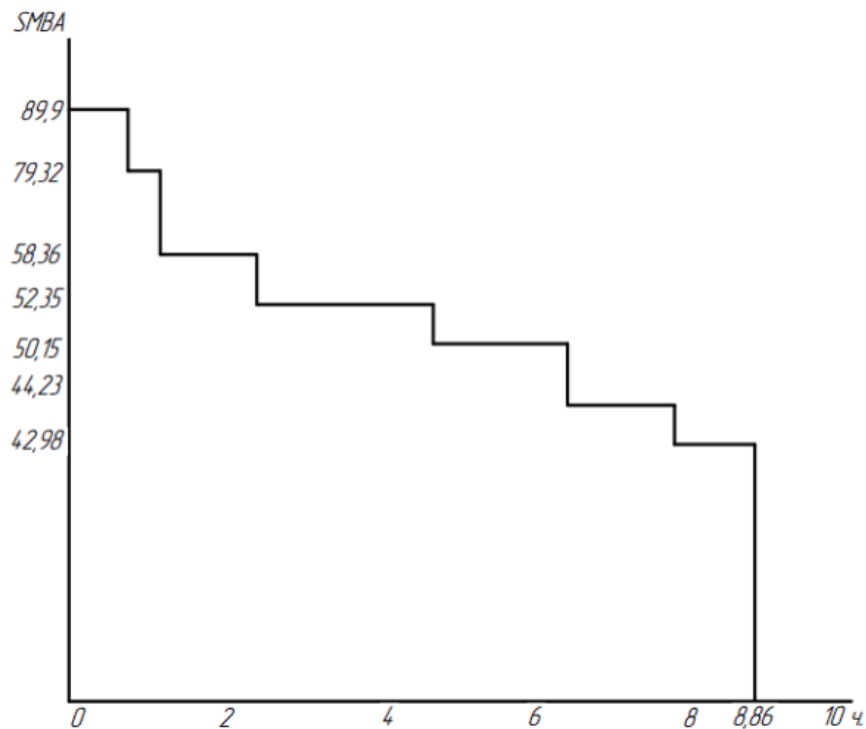


Рисунок 2 – Нагрузка понизительной подстанции за год

«Номинальная допустимая мощность трансформатора» [4]:

$$S_{\text{номт}} = K_{1-2} \cdot S_{\text{maxПС}} \cdot \frac{1}{K_{\text{пер}}} = 0,8 \cdot 89,9 \cdot \frac{1}{1,4} = 52,1 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где « $S_{\text{номт}}$ - номинальная допустимая мощность трансформатора;

K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории. Принимается равным 0,8;

$S_{\text{maxПС}}$ – максимальная годовая нагрузка подстанции за год» [4].

Определяется согласно рисунку 2;

« $K_{пер}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимаемый равным в диапазоне от 1,3 – 1,4» [4].

В результате полученного значения допустимой мощности на рассмотрение будут представлены два трансформатора: ТРДЦН-80000/110/6 и ТРДЦН-63000/110/6/6.

Сравнение двух этих трансформаторов приводится в таблице 1.

Таблица 1 – «Сравнение технических характеристик трансформаторов ТРДЦН-63000/110/6/6 и ТРДЦН – 80000/110/6/6

Тип	Рном, кВА	Uном кВ,		U,КЗ%	Потери, Вт		I,XX%
		ВН	НН		XX	КЗ	
ТРДЦН – 80000/110/6,3 СТО 15352615- 001-2007	80000	115	6,3	10,5	40	310	0,23» [15]

Для суммы приведенных потерь активной электроэнергии применяется следующая формула:

$$P'_T = P'_X + k_{3,В}^2 \cdot P'_{К,В} + k_{3,Н1}^2 \cdot P'_{К,Н1} + k_{3,Н2}^2 \cdot P'_{К,Н2}, \quad (2)$$

где P'_T – сумма приведенных потерь активной мощности электроэнергии трансформатора;

P'_X – приводимые потери активной составляющей при холостом ходе;

$k_{з.в}$ – коэффициент, обозначающий суммарную загрузку всех обмоток трансформатора;

$P'_{к.в}$ – приводимые потери активной составляющей короткого замыкания трансформаторных обмоток при максимальной загрузке;

$k_{з.н1}$ – загрузочный коэффициент первой обмотки расщепленного типа;

$P'_{к.н1}$ – приводимые потери активной составляющей при коротком замыкании первой обмотки расщепленного типа на стороне НН;

$k_{з.н2}$ – загрузочный коэффициент второй обмотки расщепленного типа;

$P'_{к.н2}$ – приводимые потери активной составляющей при коротком замыкании второй обмотки расщепленного типа на стороне НН.

«Коэффициенты загрузки трансформатора» [9]:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{52900}{63000} = 0,84, \quad (3)$$

где S_B – суммарная максимальная мощность нагрузки;

$S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$k_{з.н1} = \frac{S_{H1}}{S_{ном.Т}} = \frac{28800}{63000} = 0,5, \quad (4)$$

где S_{H1} – максимальная мощность нагрузки первой расщепленной обмотки.

$$k_{з.н2} = \frac{S_{H2}}{S_{ном.Т}} = \frac{24000}{63000} = 0,4, \quad (5)$$

где S_{H2} – максимальная мощность нагрузки второй расщепленной обмотки.

«Потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [9]:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 59 + 0,05 \cdot 370 = 77,5 \text{ квар}, \quad (6)$$

где « ΔP_x – активная составляющая потерь холостого хода при номинальной мощности;

κ_{un} – коэффициент изменения потерь, который в часы максимума составляет 0,05;

Q_x – реактивные потери холостого хода» [9].

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 63000 = 189 \text{ квар} \text{ »}[6], \quad (7)$$

где I_x – ток холостого хода в %.

«Потери активной мощности короткого замыкания трансформатора при полной загрузки и каждой обмотки» [2]:

$$P'_{k.в} = P_{k.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{k.в} = 0,05 \cdot 810 = 40,5 \text{ кВт}, \quad (8)$$

где $P_{k.в}$ – активная составляющая мощности К.З. при полной загрузке обмоток трансформатора;

$Q_{k.в}$ – реактивная составляющая потерь короткого замыкания обмоток при полной нагрузке.

$$P'_{k.н_1} = P_{k.н_1} + \kappa_{un} \cdot Q_{k.н_1} = 500 + 0,05 \cdot 1079 \text{ кВт}, \quad (9)$$

где $P_{k.н_1}$ – активная составляющая потерь К.З. первой расщепленной обмотки НН;

$Q_{k.н_1}$ – реактивная составляющая потерь К.З. первой расщепленной обмотки низшего напряжения.

$$P'_{k.н_2} = P_{k.н_2} + \kappa_{un} \cdot Q_{k.н_2} = 500 + 0,05 \cdot 1079 \text{ кВт}, \quad (10)$$

где $P_{k.H_2}$ – активная составляющая потери К.З. второй расщепленной обмотки НН;

$Q_{k.H_2}$ – реактивная составляющая потерь К.З. второй расщепленной обмотки низшего напряжения.

В ходе расчета видно, что значение приведенных потерь активной мощности первой и второй расщепленной обмотки одинаковы, то есть

$$P'_{k.H_2} = P'_{k.H_1}.$$

«Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения» [11]:

$$P_{k.H_1} = P_{k.H_2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 250 = 500 \text{ кВт}, \quad (11)$$

где $\Delta P_{к.ВН-НН}$ – значение мощности К.З. происходящая между двумя обмотками ВН и НН.

«Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме короткого замыкания (квар)» [11]:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,3130}{100} \cdot 63000 = 810 \text{ квар}, \quad (12)$$

где $U_{к.в}(\%)$ – напряжение короткого замыкания в %.

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313 \%, \quad (13)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ – значение разности потенциала К.З. происходящая между обмотками ВН и НН.

$$Q_{k.H_2} = Q_{k.H_1} = \frac{U_{к.H_{1,2}}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{18,390}{100} \cdot 63000 = 11585,7 \text{ квар}, \quad (14)$$

где $U_{к.н_{1,2}}$ (%) – напряжение короткого замыкания первой и второй расщепленной обмотки.

$$U_{к.н_2} = U_{к.н_1} = 1,8 \cdot u_{к.ВН-НН} = 1,8 \cdot 10,5 = 19 \%, \quad (15)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ – разность потенциала К.З. между обмотками ВВ и НН.

Вычислив значение мощностных потерь обоих трансформаторов, сведем полученные значения в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные расчётов потерь электроэнергии каждой ступени

i	S_{B_i} , МВА	$S_{H_{1i}}$, МВА	$S_{H_{2i}}$, МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.н_1i}^2$	$k_{з.н_2i}^2$	$\Delta W_{к.в_i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н_1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н_2i}$, кВт·ч
1	52900	28900	24000	2	2000	124640	0,21	0,15	11575	92299	65928
2	51626	28900	22700	2	200	31160	0,21	0,13	2890	23075	14286
3	45350	24800	20500	2	1000	155800	0,16	0,11	10330	87904	60436
4	42330	23100	19200	2	2000	311600	0,13	0,09	20660	142840	98897
5	36876	20800	16100	2	2000	311600	0,11	0,07	12402	120868	76919
6	34651	20800	13900	2	700	77900	0,11	0,05	3101	30217	13737
7	32054	18200	13900	2	860	77900	0,08	0,05	3101	21976	13738
						$\sum \Delta W_{xi} = 1090600$			$\sum \Delta W_K = 927184$		

«Затраты на годовые потери электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_K \cdot C_3 = 927184 \cdot 1,4 = 1298058 \text{ руб}, \quad (16)$$

где C_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии в рублях/кВт·ч.» [3]. Для химического предприятия примем стоимость равной 1,4 руб./кВт·ч.

Приведенные затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_0 + I_3, \quad (17)$$

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 57000000 + 5130000 + 1298058 = 12356058,$$

где $E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент дисконтирования;

К–стоимость трансформатора ТРДЦН-63000/110/6/6 равна 57000000 руб.;

$E_n = 0,1$ – коэффициент возврата;

I_o - отчисления за целый год, руб.

$$I_o = p_{om} \cdot K = 0,09 \cdot 57000000 = 5130000, \quad (18)$$

где p_{om} - коэффициент отчисления.

Мы провели расчеты мощностных потерь, а также экономических затрат на эксплуатацию силового трансформатора ТРДЦН-63000/110/6/6. Далее рассмотрим трансформатор ТРДЦН-80000/110/6/6.

Аналогично рассчитываются значение потерь:

$$p'_T = P'_x + K_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + K_{3.H1}^2 \cdot P'_{к.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{к.H2}. \quad (19)$$

«Загрузочный коэффициент обмоток трансформатора» [14]:

$$k_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{52955}{80000} = 0,66, \quad (20)$$

$$k_{3.H1} = \frac{S_{H1}}{S_{ном.Т}} = \frac{28955}{80000} = 0,4, \quad (21)$$

$$k_{3.H2} = \frac{S_{H2}}{S_{ном.Т}} = \frac{24420}{80000} = 0,31. \quad (22)$$

«Потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [11]:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot Q_x = 77 + 0,05 \cdot 480 = 104 \text{ квар}, \quad (23)$$

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,6}{100} \cdot 80000 = 480 \text{ квар}. \quad (24)$$

«Потери активной мощности короткого замыкания трансформатора при полной загрузки и каждой обмотки» [2]:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.в} = 0,05 \cdot 1050 = 53 \text{ кВт}, \quad (25)$$

$$P'_{к.н1} = P_{к.н1} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.н1} = 520 + 0,05 \cdot 13850 = 1212,567 \text{ кВт}, \quad (26)$$

$$P'_{к.н2} = P_{к.н2} + \kappa_{ун} \cdot Q_{к.н2} = 520 + 0,05 \cdot 13850 = 1212,589 \text{ кВт}. \quad (27)$$

«Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения» [11]:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 260 = 520 \text{ кВт}. \quad (28)$$

«Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме короткого замыкания (квар):

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,3125}{100} \cdot 80000 = 1050 \text{ квар} \quad [11], \quad (29)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.вн-нн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%, \quad (30)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{17,3160}{100} \cdot 80000 = 1387 \text{ квар}, \quad (31)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot u_{к.вн-нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%. \quad (32)$$

«Затраты на годовые потери электроэнергии в трансформаторах» [4]:

$$I_9 = \Delta W_k \cdot C_9 = 938295,3 \cdot 1,4 = 1313613,42 \text{ руб.} \quad (33)$$

Приводимые расходы:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_o + I_3, \quad (34)$$

$$Z_{np} = 0,1 \cdot 85000000 + 7905000 + 1313613,42 = 1771863 \text{ руб.}$$

Отчисления за весь год:

$$I_o = p_{om} \cdot K = 0,093 \cdot 85000000 = 7905000 \text{ руб.} \quad (35)$$

Полученные значения технико-экономических затрат заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – разница трансформаторов ТРДЦН-80000/110/6/6 и ТРДЦН-63000/110/6/6

Рном, МВА	Значения потерь в электричестве, кВт·ч	Годовые потери руб	Затраты за целый год, руб	Итоговые значения затрат, руб
63	4204944	5663851	5358000	16595800
80	3870322	5418484	7905000	21908500

Вывод по разделу. На основе проведенного сравнения технико-экономических значений, а также параметров обоих трансформаторов, выбирается силовой трансформатор ТРДЦН-63000/110/6/6, тем самым подтвердив его высокую надежность для дальнейшей эксплуатации.

3 Расчет токов короткого замыкания

«Одним из главных пунктов при реконструкции ГПП, является расчет токов короткого замыкания. По полученным значениям рассчитанных токов КЗ выбирается оборудование, коммутационные аппараты, релейная защита и т. д.» [18].

«Устранение коротких замыканий в сети – является важной задачей при реконструкции электрических сетей.» [5].

Это так же является важной задачей для правильного выбора силовых выключателей, которые обеспечат своевременное и оперативное срабатывание при возникновении аварийных режимов работы.

На основе проведенных расчетов токов КЗ так же осуществляется подбор сечения токоведущих жил.

Существуют различные варианты проведения расчетов, так, например, «обычно трехфазный ток короткого замыкания используют при подборе и проверке аппаратуры и проводников (в сетях 110 кВ и более) однофазный ток короткого замыкания используется реже. Для расчета и проектирования схем релейной защиты, составляется: в сетях 6–35 кВ– двух- и трехфазные токи к.з., в сетях 110–220 кВ– трех-, двух- и однофазные токи к.з.» [17].

«Для проведения расчета токов короткого замыкания будет использоваться следующая последовательность:

- проведение анализа на основной схеме с целью выявления предположительного расположения точек короткого замыкания как со стороны высшего напряжения, так и низшего;
- составление эквивалентной схемы замещения, на которой потребители нагрузки будут обозначены как реактивные сопротивления;
- использование эквивалентных сопротивлений схемы замещения в именованных единицах;

- упрощение схемы замещения с помощью метода преобразования. Делается это относительно точки КЗ;
- вычисление периодической и аperiodической начальной точки КЗ» [17].

Ниже представлены схемы, по которым будут производиться вычисления.

На рисунке 3(а) представлена основная схема. На рисунке 3(б) замещенная схема.

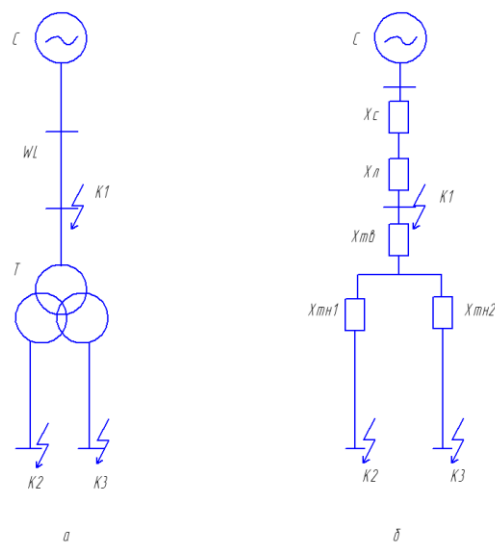


Рисунок 3 – Схема для расчетов (а) и схема замещения (б)

«Сопротивление системы определяется по формуле» [7]:

$$x_{*б,c} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{5000} = 0,2, \quad (36)$$

где $S_б$ – базисная мощность принимаемая равной 1000;

$S_к$ – мощность короткого замыкания.

Базисное сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в, \%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номТ}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208. \quad (37)$$

Базисное сопротивление расщепленных обмоток трансформатора низшего напряжения:

$$x_{*б,Тн1} = x_{*б,Тн2} = \frac{U_{к.н1, \%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,9. \quad (38)$$

Базисное сопротивление линии найдем по формуле:

$$x_{*б,л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2, \quad (39)$$

где $x_{уд}$ – сопротивление проводника, которое носит индуктивный и удельный характер;

l – длина провода;

U_{cp} – средне номинальное значение разности потенциалов.

Сумма всех базисных сопротивлений до точки К1:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} = 0,2 + 0,2 = 0,4. \quad (40)$$

Суммарное базисное сопротивление всех точке:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тн1} = 0,4 + 0,3 + 4,6 = 5,3 \quad (41)$$

Найдем базисный ток при коротком замыкании в точке К1:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА}. \quad (42)$$

«Периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле» [12]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,4} \cdot 5,02 = 14,3; \quad (43)$$

где $E_{*\delta}''$ - сверхпереходная ЭДС в базисном значении принимаемая равной 1;

$x_{*рез(\delta)}$ – результирующее базисное индуктивное сопротивление.

«Ударный ток короткого замыкания» [12]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 14 \cdot 1,8 = 36, \quad (44)$$

«где $k_{y\delta} = 1,8$ – ударный коэффициент при коротком замыкании» [12].

Базисный ток при коротком замыкании в точках К2 и К3:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 92 \text{ кА}. \quad (45)$$

«Начальное значение периодической составляющей» [14]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{5,3} \cdot 91,7 = 17,3 \text{ кА}. \quad (46)$$

«Ударный ток короткого замыкания» [12]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 17,3 \cdot 1,9 = 47 \text{ кА} \quad (47)$$

где $k_{y\delta} = 1,9$ – значение ударного коэффициента.

Вывод. На стороне ВН и НН были вычислены значения токов КЗ.

4 Выбор электрического оборудования

Выбранное электрооборудование для модернизации подстанции должно полностью соответствовать заданной электрической принципиальной схеме.

Далее проводится анализ между расчетными данными и каталожными, на основе которых делается вывод о пригодности к эксплуатации оборудования для электрической цепи.

«При выборе устройств необходимо учитывать тип установки (внутренняя или наружная), загрязнение, габариты, вес, стоимость устройства, удобство размещения в распределительном устройстве и другие» [13].

Так же выбранное электрооборудование должно быть совместимо с ячейкой комплектного распределительного устройства. (КРУ).

4.1 Выбор ячеек КРУ

«Ячейки КРУ предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6 кВ.» [13].

На стороне НН 6 кВ будет применяться ЗРУ. Для комплектования ячеек будет применяться комплектное распределительное устройство: КРУ СЭЩ-59.

4.2 Выбор выключателя

Выключатели серии ВМП, которые используются на нашей подстанции являются трехполюсными коммутационными аппаратами и применяются для КРУ внутренней установки. Их можно использовать под нагрузкой и не менее важно – для отключений при коротком замыкании.

Однако данный выключатель является достаточно устаревшей моделью, для которой требуется произвести замену. В целях проведения реконструкции на рассмотрение представлены два варианта:

Первый вариант – это выключатель вакуумный ВВ/TEL-10.

«Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10 состоит из коммутационного модуля ISM15 и модуля управления TER CM 16 1,2 или ВU/TEL-220-05А или ВU/TEL-12А, или ВU/TEL-100/220-21-00» [11]. Характеристики в таблице 4.

При эксплуатации выключателя ВВ/TEL-10, расходы на его обслуживание исключаются благодаря техническим особенностям. В течении срока гарантийной работы, не должно возникать необходимости в проведении ретуши.

Используя новые современные компоненты и простое устройство исполнения, его рабочий ресурс составляет более 300000 циклов срабатывания.

В качестве преимуществ можно так же отметить небольшие габариты. Это позволяет произвести установку в самые труднодоступные места РУ.

Ниже представлен сам выключатель на рисунке 4.



Рисунок 4 – Выключатель вакуумный ВВ/TEL-10

Таблица 4 – Технические характеристики вакуумного выключателя ВВ/TEL – 10

«Наименование параметра	ВВ/TEL-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток динамической стойкости, (наибольший пик), кА	80
Испытательное кратковременное напряжение (одноминутное) промышленной частоты, кВ	42» [19]

На основе технических характеристик, представленных в таблице 4, проведем сравнение с расчетными данными:

а) «номинальному напряжению» [8]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (48)$$

$$U_{уст} = 6 \dots U_{ном} = 10(\text{кВ}).$$

б) «номинальному току» [11]:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1539 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}. \quad (49)$$

в) «отключающей способности» [14]:

$$I_{Пт} \leq I_{откл.ном}, \quad (50)$$

$$I_{Пт} = 17,4 \leq I_{откл.ном} = 40(\text{кА}), \quad (51)$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (52)$$

«где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$t_{p.z.} = 0.01$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{c.v.} = 0.05$ с. – собственное время отключения выключателя» [17].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 1,9 \text{ кА}, \quad (53)$$

«где $\tau = 0,06$ – время расхождения дугогасительных контактов;

$T_a = 0,05$ – время затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания» [12];

« $\beta_{\text{ном}} = 0,25$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе» [6].

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63 = 5,65, \quad (54)$$

$$i_{at} = 1,9 \leq i_{a,\text{ном}} = 5,65.$$

г) «предельному сквозному току к з на электродинамическую стойкость» [6]:

$$I_{n.o} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (55)$$

$$I_{n.o} = 17 \leq I_{\text{пр.с}} = 20.$$

где $I_{\text{пр.с}} = 51$ кА – значение предельного сквозного тока.

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (56)$$

$$i_{\text{уд}} = 47 \leq i_{\text{пр.с}} = 51.$$

б) «термическая стойкость» [6]:

$$B_{\kappa} \leq B_{\text{ном}}, \quad (57)$$

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,37^2 \cdot 0,06 = 1,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (58)$$

$$B_{\text{ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (59)$$

где « I_n^2 – действующее значение периодической составляющей начального тока К.З.;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения;

$I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической устойчивости;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости» [6].

$$\langle t_{откл} = t_{p.з} + t_{с.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

где $t_{p.з.} = 0.01$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{с.в.} = 0.05$ с. – значение собственного времени отключения выключателя» [6].

Расчетные и каталожные данные выключателя ВВ/TEL – 10 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателя ВВ/TEL – 10

Выключатель ВВ/TEL – 10	
данные из расчетов	«каталожные данные
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
I_{max}	$I_{ном} = 1600А$
$I_{n,o}^3 = 17$ кА	$I_{откл.ном.} = 20$ кА
$i_{a,\tau} = 8$ кА	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.}/100) \cdot I_{откл.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 20 = 5,65$ кА
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 16 + 8 = 30,2$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}/100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) = 33,94$ кА
$I_{n,o} = 17$ кА	$I_{нр.с} = 20$ кА
$i_{уд.} = 47$ кА	$i_{нр.с} = 51$ кА
$B_k = 34,9$ кА ² · с	$t_{откл} \langle t_T, то I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80$ кА ² · с» [11]

Рассмотрим теперь выключатели марки ВВМ-10-20. Их можно применять для коммутации цепей как в штатном режиме работы, так и в аварийном. Монтаж будет производиться в ячейки типа КРУЭ на трехфазное напряжение в 6-10 кВ с изолированной нейтралью в соответствии с требованиями ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86. Технические характеристики представлены в таблице 6.

В них так же применяется дугогасительная камера. Выключатели поставляются многим фирмам, которые специализируются на монтаже электрооборудования. Они являются хорошей альтернативой масляных выключателей с истекшим сроком службы.

На рисунке 5 представлен внешний вид выключателя.



Рисунок 5 – Внешний вид выключателя ВБМ-10

Таблица 6 – Технические характеристики вакуумного выключателя ВБМ-10

«Наименование параметра	ВБМ-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток включения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20»[19]

Теперь сравним расчетные значения и паспортные данные выключателя ВБМ-10 (результаты вычислений сведены в таблице 7):

а) «номинальному напряжению»[6]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (60)$$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

б) «номинальному току»[6]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3^2} = 1282,4 \text{ А.} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А.} \quad (61)$$

в) «отключающей способности:

– по значению симметричного тока, при котором будет происходить отключение» [6]:

$$I_{nt} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (62)$$

$$I_{nt} = 17,4 \leq I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ (кА)}.$$

–«по апериодической составляющей тока короткого замыкания, при котором будет происходить отключение» [6]:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (63)$$

$$i_{a,\tau} = 8,2 \leq i_{a.\text{ном}} = 2,3 \text{ (кА)}.$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;» [6].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 8,23 \text{ кА}, \quad (64)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63 = 2,3 \text{ кА}. \quad (65)$$

г) «Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость» [6]:

$$I_{n.o} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (68)$$

$$I_{n.o} = 17,4 \leq I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ (кА)}.$$

где $I_{\text{пр.с}} = 17,4 \text{ кА}$ – значение максимального сквозного тока;

$$i_{y\partial} \leq I_{np.c} \quad (66)$$

$$i_{y\partial} = 47 \leq i_{np.c} = 51(\kappa A).$$

где $I_{п.о} = 51$ – «наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.»[6].

«тепловому импульсу – на термическую стойкость» [6]:

$$B_k \leq B_{ном},$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 19,1 \cdot 0,06 = 1,2 \kappa A^2 \cdot c, \quad (67)$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 1600 \cdot 3 = 4800 \kappa A^2 \cdot c. \quad (68)$$

Таблица 7 – Сравнение расчетных данных и технических характеристик выключателей.

Данные на основе вычислений	«Технические характеристики Выключателя ВВ/TEL-10	«Технические характеристики Выключателя ВВМ-10
$U_{ном} = 10\kappa B$	$U_{сет.ном} = 10\kappa B$	$U_{сет.ном} = 10\kappa B$
$I_{max} = 1539 A$	$I_{ном} = 1600A$	$I_{ном} = 1600A$
$I_{н,о}^3 = 17,4 \kappa A$	$I_{откл.ном.} = 20 \kappa A$	$I_{откл.ном.} = 20 \kappa A$
$\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 15,6$ $+ 8,23$ $= 30,226\kappa A$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}/100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) =$ $= 33,94\kappa A$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}/100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,2) = 33,94\kappa A$
$I_{н,о} = 17,4\kappa A$	$I_{np.c} = 20\kappa A$	$I_{np.c} = 20\kappa A$
$i_{y\partial.} = 47 \kappa A$	$i_{np.c} = 51 \kappa A$	$i_{np.c} = 51 \kappa A$
$B_k = 34,87 \kappa A^2 \cdot c$	$t_{откл} \langle t_T, \text{то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80\kappa A^2 \cdot c \rangle [11]$	$t_{откл} \langle t_T \boxminus, \text{то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80\kappa A^2 \cdot c \rangle [11]$

Вывод. В результате сравнения двух марок выключателей ВВ/TEL-10-20 и ВБМ-10-20 взвесив их параметры, самым оптимальным для внедрения на подстанцию принимается ВВ/TEL-10-20.

4.3 Выбор трансформатора тока

Для реализации возможности измерения силы тока в цепях НН, а также реализации различного рода релейных защит, на подстанцию требуется подобрать соответствующий трансформатор тока.

Имеется на выбор две марки токовых трансформаторов: СЭЩ 10 кВ и ТОЛ-СЭЩ-10 кВ.

Первый на рассмотрение у нас ТОЛ-СЭЩ-10 кВ. «Он обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, предназначен для использования в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10кВ.» [3]. На рисунке 6 показан сам трансформатор. Характеристики представлены в таблице 8 и таблице 9.



Рисунок 6 – Внешний вид токового трансформатора ТОЛ-СЭЩ-10

Таблица 8 – Технические характеристики токового трансформатора типа ТОЛ-СЭЩ-10

«Номинальное рабочее напряжение кВ	12
Номинальный первичный ток в диапазоне, А	2000
Удельная длина пути утечки, см/кВ	2,25
Климатическое исполнение	УХЛ1
Изолирующая среда	элегаз
Ток электродинамической стойкости, кА	150
Ток термической стойкости, кА	104
Номинальный вторичный ток, А	5
Классы точности обмоток для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Общее число вторичных обмоток	Max3»[11]

Определяется общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{6}{25} = 0,2, \quad (69)$$

где « $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на стороне НН;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора ТТ» [5].

Значение сопротивления у контактов пренебрежительно мало $R = 0,1$ Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом.} \quad (70)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – полное сопротивление системы равное 0,4 Ом.

Примем длину соединительных проводов 5 м, с медными жилами. Сечение найдем по формуле:

$$s = \frac{p \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,06} = 1,458 \text{ мм}^2, \quad (71)$$

где « p – удельное сопротивление меди равное 0,0175 Ом.»[11].

Принимается сечение стандартного размера 1,5 мм².

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные трансформатора ТОЛ-СЭЩ-10

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	
расчетные данные	«каталожные данные
$U_{ном} = 6кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
$I_{max} = 1598 А$	$I_{1ном} = 2000А$
$i_{y\partial} = 47 кА$	$K_{э\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 69 \cdot \sqrt{2} \cdot 1 = 97,56кА$
$B_k = 135 кА^2 \cdot с$	$K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_T = 27^2 \cdot 1^2 \cdot 3 = 2187 кА^2 \cdot с$ »[11]

Проведя сравнение с расчетными данными, можно сделать вывод о том, что трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 подходит для нашей подстанции.

Проведем проверку для трансформатора тока ТПЛ-СЭЩ 10 кВ. «Он используется для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты автоматики, сигнализации и управления, а также предназначен для цепей коммерческого учета электроэнергии в электрических установках переменного тока на напряжения до 10 кВ» [17]. Внешний вид представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид трансформатора ТПЛ-СЭЩ 10

Технические характеристики приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики ТТ типа ТПЛ-СЭЩ-10

«Номинальное напряжение кВ	10
Номинальное рабочее напряжение кВ	12
Номинальный первичный ток в диапазоне, А	2000
Удельная длина пути утечки, см/кВ	2,25
Климатическое исполнение	У2
Ток электродинамической стойкости, кА	150
Ток термической стойкости, кА	104
Номинальный вторичный ток, А	5
Классы точности обмоток для измерения	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Общее число вторичных обмоток	3»[19]

Определим по формуле (72) значение фазового сопротивления А:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом.} \quad (72)$$

Электрическое сопротивление проводящего провода:

$$R_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,4 - 0,25 - 0,1 = 0,07 \text{ Ом.} \quad (73)$$

Пример равным 5 м длину проводов для соединения. Найдем сечение по формуле:

$$S = \frac{p \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 5}{0,08} = 1,094 \text{ мм}^2. \quad (74)$$

Берем стандартное сечение в 1,5 мм².

Вывод. По итогам расчета выберем трансформатор тока типа ТОЛ – СЭЩ – 10 подходящий по габаритам в ячейку КРУ.

4.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Перенапряжение электрической сети является серьезной угрозой для безопасности потребителей. Это может привести к выводу из строя электрооборудования электрической подстанции. В целях защиты от данного явления нужно подобрать подходящий ограничитель перенапряжения, который в момент пика будет осуществлять защиту потребителей. При выборе нужно учесть такие номинальные параметры как свойства изоляции, диэлектрическая прочность, разность потенциалов, номинальный ток для промышленного значения частоты 50 Гц. Подключение происходит между проводником и заземлителем.

Для проведения реконструкции далее будем рассматривать ограничитель ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2, для комплектования в ячейки КРУ с трансформаторами напряжения.

Технические характеристики ограничителя приведены в таблице 11.

Таблица 11 – «Технические характеристики ОПН-КР/TEL-6/6,0 УХЛ2

Напряжение сети, кВ	6
Рабочее напряжение сети, кВ	6
Номинальное напряжение ОПН, кВ	6
Наибольшее напряжение ОПН, кВ	6,9
Номинальный разрядный ток 4/20 мкс, кА	10
Выдерживаемый импульсный ток: -4/10 мкс, кА	100
-1,2/2,5 мкс, А	250
-прямоугольный импульс 2000 мкс, А	250» [14]

Выбранный ограничитель является оптимальным решением для проектируемой подстанции так как он обладает соответствующими техническими характеристиками, необходимыми для обеспечения защиты электрооборудования подстанции.

Вывод по разделу. Выбранные устройства наделены нужными характеристиками для установки в КРУ СЭЦ-59.

5 Релейная защита и автоматика подстанции

«При реконструкции электрической системы нужно учитывать вероятность появления в данной системе ненормальных режимов работы, приводящих к аварии в системе, что вероятно будет сопровождаться недоотпуском электроэнергии потребителям, ухудшением её качества или нарушением технологического процесса. Для того, чтобы в кратчайшие сроки устранить причины аварии или её последствия и обеспечить бесперебойную работу электрического оборудования используется комплекс релейной защиты.» [17].

«Релейная защита – совокупность устройств, основная задача которых, является скорейшее устранение последствий повреждения или аварийных режимов работы в элементе или участке энергосистем.» [5].

Со стороны высокого напряжения линия электропередач оснащена следующими видами защит:

3-х ступенчатая максимальная токовая защита:

- I ступень равная 2300А среднее время которого равно 0 сек;
- II ступень равная 985А среднее время которого равно 1,2 сек;
- III ступень: равная 435 А среднее время которого равно 9 сек.

2-х ступенчатая токовая защита нулевой последовательности:

- I ступень: не имеет направления. Сила тока равна 3900 А; время - 0 сек;
- II ступень: имеет свое направление. Сила тока равняется 600 А; время - 0,6 сек (чуть больше пол секунды).

Питание второстепенных цепей, схем управления и сигнализации будет происходить на стандартные 110 В. Тип тока – постоянный и переменный.

Для нашей подстанции будет внедрен целый комплекс защит, таких как:

- защита дифференциального типа с высокой селективностью;
- защита газового типа от повреждений внутренней изоляции;

- максимальная токовая защита (МТЗ) ВВ 110 кВ по напряжению;
- система сигнализации, которая будет срабатывать при критическом уменьшении уровня масла, для уведомления персонала;
- термосигнализатор на который будет выводиться информация о C° масла;
- специализированные вентиляторы для охлаждения трансформатора при критическом перегреве;
- система РПН, для реализации возможности осуществления регулировки напряжения во время эксплуатации силового трансформатора, так как он является масляным (в сухих это не представляется возможным);

Защита дифференциального характера:

«Предназначена для защиты трансформатора от многофазных повреждений, замыканий между витками одной фазы, коротких замыканий в зоне «трансформатор – выключатели вводов». Защита выполнена на реле тока типа РНТ-565, промежуточном реле РП-16-14 и указательном реле РУ21» [10].

Со стороны высшего и низшего напряжения присутствуют трансформаторы тока, во вторичных цепях которых есть катушки реле тока РНТ-565. В случае КЗ на одной из фаз, возникает ток небаланса и катушки реле получают питание тем самым задействовав защиту.

Контакты реле тока в цепи защиты замыкаются, питание получает реле промежуточное РП-16-14 замыкая свой контакт в цепи сигнализации после чего срабатывает блинкер РУ21.

Система защиты газового характера:

Особенность данного вида защиты заключена в достаточно высокой чувствительности выявляющая повреждения внутреннего характера. Таковыми могут быть горение стали. Для распространения этой защиты применяются газовое реле РГТ-80.

Устройство монтируется в маслопровод трансформатора. При возникновении коротких замыканий, образуются газы из-за разложения электротехнических материалов. Газ вытесняет масло из реле в ходе чего поплавки опускаются, замыкая пары контактов KSG1:1 и KSG1:2. Питание получает указательное реле РУ21 для уведомления персонала. Так же подается питание на отключение автоматического выключателя на стороне 110 кВ.

Максимально токовая защита:

«Данный вид защиты нужен для ограничения сквозных к.з. которые не были отключены по какой-либо причине»[20].

В случае если не сработают вышеописанные системы защиты, максимальная токовая защита может считаться резервной по отношению к ним.

Коммутационные устройства входящие в МТЗ:

- токовые реле в количестве трех штук 1РТ, 2РТ и 3РТ марки РТ-40;
- реле времени 1РВ в количестве 1 штуки;
- указательное реле РУ-21 так же в количестве 1 единицы:

В случае превышения силы тока соответствующей ступени, катушки токовых реле РТ расположенные во второстепенных цепях трансформатора тока замыкают контакты в цепи управления. Далее посылается сигнал воздействия на реле времени 1РВ и после того, как проходит время заданное уставкой, оно со своей стороны подает сигнал на защитное реле РП-16-14, которое так же замыкает свои контакты в цепи управления. В итоге подается импульс на выключение выключателя стороны высокого напряжения в 110 кВ, отключая металлические (МВ) вводы.

Как только происходит срабатывание, осуществляется выпадение блинкера РУ21, располагаемый в цепи максимально токовой защиты.

Токоограничивающие реакторы:

«Основная задача заключается в ограничении ударных токов короткого замыкания» [12].

На стороне НН к каждой из расщепленных обмоток у нас подключено по одному сдвоенному реактору РБАСМ-6-2500. Через каждый реактор осуществляется питание 2 секций шинных мостов.

По своей сути это большая индуктивная катушка, при коротком замыкании на которую падает напряжение. Так же осуществляет потребление реактивной мощности.

Реактор является сдвоенным, катушки имеют намотку противоположную относительно друг от друга. В результате чего при коротком замыкании происходит возрастание результирующего магнитного потока, который сталкивается с магнитным потоком катушки реактора с нормальным режимом работы. Это приводит к росту индуктивного сопротивления. Следствием этого является уменьшение тока к.з.

Сигнализация наличия уровня масла в расширителе:

Для дежурного персонала важно иметь возможность своевременного оповещения об уменьшении уровня масла. Для этой роли подойдет специализированное чашечное реле РУМ, у которого реализована возможность осуществления контроля как в автоматическом режиме, так и дистанционном.

Срабатывание происходит, когда уровень масла уменьшается до определенного значения. Контакты цепи блинкера замыкаются и приходит сигнал оповещения.

Сигнализация температуры масла в трансформаторах:

В целях защиты трансформатора от перегрева, одной из важнейших задач является возможности реализации автоматизированного контроля температуры масла.

Как только масло нагревается до температуры $75\text{ }^{\circ}\text{C}$, происходит оповещение дежурного персонала.

Принцип действия построен на термосигнализаторе – устройстве, которое осуществляет контроль температуры верхних слоев масла.

Внутри него встроено реле времени КТ. Если перегрев трансформаторного масла носит длительный характер, происходит срабатывание реле, замыкая свои контакты в цепи управления, в которой встроены блинкер.

Систем автоматизированного обдувания силового трансформатора:

В качестве ещё одной из видов защит для охлаждения масла при превышении температуры в 65 C° , является система обдува.

Отключение происходит, когда температура падает ниже 55 C° . Так же включение происходит, когда нагрузка со высокого напряжения равняется 220A .

Для этой задачи в наличии имеются 4 вентилятора и 3 насоса, один из которых в резерве. Автоматика расположена в специализированном шкафу ШАОТ-4.

«Питания шкафа осуществляется по двум вводам, один из которых рабочий, а другой резервный. При номинальном режиме функционирования ключ управления установлен в положении «авто». При этом работают вентиляторы и насосы в количестве двух штук.

В случае выхода из строя основного вентилятора, в работу вступает резервный. Так же, если рабочие вентиляторы перестают справляться, и температура масла превышает 60 C° в работу вступает охладитель. Его отключение происходит, когда температура масла падает ниже 50 C° по целисию.

Если со стороны 110 кВ сила тока превышает 220 A , происходит срабатывание реле РТ, замыкая цепь РВ. После выдержки времени, включается охладитель температуры. При снижении до 185 A – отключается., обеспечивая защиту от кратковременных бросков тока» [7].

Автоматизированная система регулирования сетевого напряжения под действием нагрузки:

«Назначение данной системы в реализации возможности автоматизированного регулирования силового трансформатора под

нагрузкой. Это возможно благодаря переключением количества витков на стороне ВН» [14].

«Регулировка происходит в пределах 9 ступеней в обе стороны с шагом в 1,75% от номинального» [14].

«В состав системы коммутации входит:

- частотное реле в отдельной емкости РСГ-3-110-400;
- система привода М2-3 совместно шкафом управления. Он располагается непосредственно под расширителем трансформатора;
- автоматизированная система, функционирующая на блоке автоматического управления РПН;
- ключи управления с индикатором положения переключателя для информирования персонала о текущем положении ключа.

Для обеспечения контроля переключающим устройством в схеме управления имеется:

- ручной режим управления, в случае необходимости в оперативном порядке;
- местное управление для переключения устройств при помощи кнопок управления;
- дистанционный режим управления для возможности оперативного регулирования;
- режим автоматического регулирования напряжения, для исключения человеческого фактора;
- сигнализация положения устройства переключения для уведомления персонала»[14];

Ввод низшего напряжения на стороне 6 кВ:

Для его была реализована следующая автоматизированная система защиты:

- как и на стороне 110 кВ максимальная токовая защита (МТЗ);

- система автоматического ввода резерва. Особенность заключается в том, что реализация осуществлена не только по напряжению, а ещё и по частоте;
- автоматическое повторное включение (АПВ).

Принцип действия АПВ:

После того как прошел определенный интервал времени с момента возникновения к.з. и его устранения средствами защиты подстанции, благодаря автоматики осуществляется повторное включение силового выключателя. Если к.з. не устранилось посредством защиты, автоматика снова осуществляет отключение выключателя, что говорит об устойчивом характере повреждения.

Максимальная токовая защита с возможности блокировка по напряжению:

Ранее нам встречался данный вид защиты. При возникновении короткого замыкания сквозного характера МВ ввод отключается.

В состав входит: реле тока ЗРТ, 4РТ, реле времени ЗРВ. На их основе и строится защита.

Блокировка срабатывает при значении минимального напряжения. То есть только после того, когда сработает реле минимального напряжения. Бывают случаи, когда система защиты срабатывает не удачно. Для этого реализовано ускорение.

Особенность схемы в том, что данная защита сработает только при одновременном срабатывании реле тока и напряжения. В цепь защиты внедряются нормально замкнутые контакты реле напряжения в ветку с промежуточным реле. Катушка реле времени РВ имеет 3 выдержки времени.

- в случае неуспешного срабатывания АПВ происходит ускорение в 0,5 секунд;
- вторая уставка соответствует времени срабатывания МТЗ в 1,5 секунд;

- в случае неудачи максимальной токовой защиты, трансформатор отключается через 2,3 секунд.

В электрической цепи предусмотрен так же АВР. Его принцип работы, заключается в том, что, когда значение напряжение проседает более чем на 6 кв, происходит переключение на резервное питание путем включения секционного выключателя СВ.

Работает эта система на трех реле напряжения РН типа РН-54. В состав так же входит реле времени РВ типа ЭВ-132 и промежуточное реле РП.

Как известно в точке возникновения к.з. сила тока возрастает многократно. Одновременно с этим происходит значительное снижение напряжения. Реле напряжение фиксирует это. Так как контакт нормально замкнут, после получения питания в штатном режиме происходит размыкание. В случае аварии он снова замыкается, питая катушку промежуточного реле РП, которое замыкает свой контакт в ветке с контактами реле тока. Реле времени РВ получает питание и после определенного промежутка времени, замыкает контакт в цепи на отключение ввода.

На стороне высокого напряжения применяется система контроля, основанная на блокировании по частоте.

Как только значение частоты снижается на той или иной секции либо линии 110кВ происходит отключение МВ ввода.

Выполнение реализовано при помощи трех коммутационных устройств: первым является реле частоты типа РС-1, вторым реле промежуточного типа РП-23 и последнее это реле времени типа ЭВ-132.

Вывод по разделу. В ходе анализа была определена релейная защита и автоматика самого разнообразного спектра. Сюда вошла многоступенчатая максимальная токовая защита, защита дифференциального типа, защита газового характера, токоограничивающие реакторы, сигнализация наличия уровня масла, автоматизированная система обдува силового трансформатора от перегрева, система автоматизированного регулирования напряжения под

нагрузкой, а также максимальная токовая защита с возможностью блокировки по напряжению. Проанализирован принцип действия всей релейной защиты подстанции.

6 Расчет заземления

«Заземление – умышленное электрическое соединение с землей частей электроустановок, которые могут находиться под напряжением» [6].

«Заземляющее устройство для систем от 110 кВ состоит из вертикальных заземлителей; Соединительные планки; Полоски по рядам приборов; и выравнивающие планки, которые укладываются в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.» [6].

Время срабатывания МТЗ:

$$\tau = t_{n,з} + t_{o,б} = 0,02 + 0,06 = 0,08 \text{ с.} \quad (75)$$

На основе проводниковых материалов, можно построить новые системы заземления как вертикального, так и горизонтального типа:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \varpi}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,4}{\left(\frac{5 \cdot 340}{25 \sqrt{46 \cdot 42}}\right)^{0,45}} = 0,2, \quad (76)$$

где $M=0,5$ – параметр, зависящий от удельных сопротивлений нижнего и верхнего слоя грунта. В территории подстанции грунт является однородным;

ϖ - коэффициент, который находится по сопротивлению тела человека;

$l_{\text{в}}=5$ м – длина вертикального комплекса системы заземления;

$L_{\text{г}}=340$ м – длина горизонтального комплекса системы заземления;

$a = 25$ м – расстояние между устройствами комплекса заземления вертикального типа;

$S = 1930 \text{ м}^2$ – площадь устройства.

Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и растеканию тока:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1000} = 0,4, \quad (77)$$

где $R_q = 1000$ Ом. – сопротивление тела человека;

$R_c = 2500$ Ом. – сопротивление растекания тока от ступней;

« $\rho_{в.с} = 1000$ Ом · м. – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (песок) .» [7].

Находим напряжение заземлителя:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп}}{k_{II}} = \frac{500}{0,2} = 2500 \text{ В}, \quad (78)$$

где $U_{пр.доп} = 500$ В. Наибольшее допустимое напряжение прикосновения.

Полученный результат полностью удовлетворяет, так как максимально возможное значение составляет 10 кВ.

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2500}{2430} = 1,03 \text{ Ом}, \quad (79)$$

где $I_3 = 2430$ А. – ток протекаемый через заземлитель.

Найдем площадь квадрата заземлителя:

$$\sqrt{S} = \sqrt{46 \cdot 42} = 44 \text{ м}. \quad (80)$$

Далее идет расчет числа ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot S} - 1 = \frac{340}{2 \cdot 44} - 1 = 4, \quad (81)$$

где L_2 – длина полосы заземлителя.

Найдем длину полосы:

$$L'_2 = 2 \cdot S \cdot (m + 1) = 2 \cdot 44 \cdot 5 = 440 \text{ м.} \quad (82)$$

Стороны ячеек заземлителя имеют следующую длину:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{44}{4} = 11 \text{ м.} \quad (83)$$

«Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии $a/l_e=1$ » [12].

$$n_B = \frac{S \cdot 4}{1 \cdot S_B} = \frac{44 \cdot 4}{5} = 35,2. \quad (84)$$

Округляя до целого числа, принимается значение равным 35.

Длина заземлителей вертикального типа:

$$L_e = l_e \cdot n_e = 5 \cdot 35,2 = 169 \text{ м.} \quad (85)$$

Глубинна на которую будут погружены электроды:

$$\frac{l_e+t}{S} = \frac{5+0.7}{44} = 0.14 > 0.1. \quad (86)$$

Значение напряжения при контакте:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,2 \cdot 2430 \cdot 2,76 = 1341,36 \text{ В.} \quad (87)$$

Полученный результат превышает значение в 500 В.

«Необходимо принять меры по снижению напряжения. Нужно засыпать всю территорию подстанции слоем гравия толщиной 0,2 м, чтобы увеличить сопротивление под ногами человека. Сопротивление верхнего слоя почвы» [2] ($R_{гравия} = 3000$, тогда:

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,2, \quad (88)$$

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,2}{\left(\frac{5 \cdot 352}{25 \cdot \sqrt{46 \cdot 42}}\right)^{0,45}} = 0,08. \quad (89)$$

«Насыпь из гравия не повлияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и величина M остаются неизменными.»

[2]:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{k_{II}} = \frac{500}{0,08} = 6250 \text{ В}, \quad (90)$$

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{6250}{2430} = 2,57 \text{ Ом}. \quad (91)$$

Напряжение соприкосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,08 \cdot 2430 \cdot 2,57 = 499,6 \text{ В}. \quad (92)$$

Полученное значение меньше допустимого 500 В.

Вывод. В результате расчет приходим к выводу касемо эффективности гравия.

7 Молниезащита подстанции

«На подстанции должна быть предусмотрена защита молниеотводами от повреждений, полученных в следствии прямых попаданий.» [16].

«Существуют два вида молниеотводов. Стержневые используются для защиты от прямых ударов молнии в зданиях и сооружениях; Тросовые - используется для защиты линий электропередач »[8].

«Расчет защиты от прямых ударов молнии используется для определения зон защиты, видов защиты и параметров.»[16]:

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м}, \quad (93)$$

где $h = 30 \text{ м}$ – максимальная высота молниеотвода.

$$h_C = \frac{L_{max}-L}{L_{max}-L_C} \cdot h_0 = \frac{128-45}{128-68} \cdot 26 = 36 \text{ м}, \quad (94)$$

где $L_{max} = 4,25 \cdot 30 = 4,3 \cdot 30 = 129 \text{ м}$ – максимальная дальность между двумя молниеотводами стержневого типа;

$L = 45 \text{ м} \leq 4 \cdot h$ - меж стержневое расстояние молниеотводов;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$ – максимальная высота конуса.

Предельная полуширина радиуса r_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 15)}{25,5} = 15 \text{ м}, \quad (95)$$

где $r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м}$ – радиус;

$h_x = 15 \text{ м}$ – высота здания, которая находится под защитой конуса.

Предельная полуширина радиуса r_{cx} :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_C - h_x)}{h_C} = \frac{36 \cdot (35,06 - 15)}{35,06} = 20,6 \text{ м}. \quad (96)$$

Примем для установки молниеотвод двойного типа. Его форма будет стержневым. На рисунке 8 видна его зона покрытия.

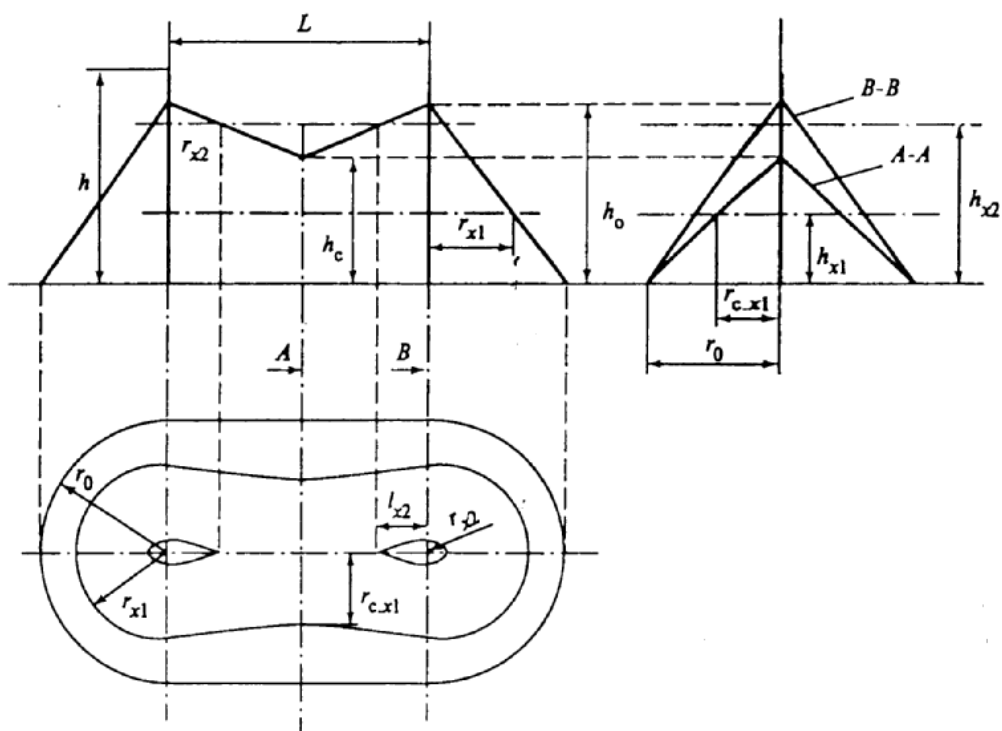


Рисунок 8 – Зона защиты покрытия двойного молниеотвода стержневого типа

Вывод. в результате расчета в качестве защиты для принимается двойной молниеотвод стержневого типа на высоту 30 м и радиусом в 36 м, которой сможет обеспечить надежную защиту по всему периметру подстанции.

Заключение

В данной дипломной работе была проделана огромная работа по проведению анализа состояния текущего электрооборудования трансформаторной подстанции понижающего типа. В ходе него было выявлено достаточно устаревшее оборудование. Так же проведена работа по модернизации релейной защиты подстанции.

Для внедрения новых вакуумных выключателей за место, устаревших масляных, были осуществлены расчеты токов короткого замыкания.

Так же в ходе проведенных расчетов технико-экономического характера была подтверждена целесообразность дальнейшего использования трансформаторов ТРДЦН на 63 МВА. Для нашей подстанции их количество будет составлять 2 штуки.

Вместо устаревших были выбраны новые выключатели ВВ/TEL-10. Вакуумного типа. Они являются более современными и экономичными из-за значительного снижения затрат на техническое обслуживание. Предварительно перед этим были рассчитаны значение токов короткого замыкания, благодаря чему мы сможем начать эксплуатацию этих выключателей.

Для стороны НН 6 кВ будут задействованы новые ограничители перенапряжения и токовые трансформаторы.

Подобрана соответствующая релейная защита различного характера для обеспечения надежной защиты электрооборудования подстанции.

Изучены принципиальные электрические схемы релейных защит.

Так же было учтено и заземление подстанции. Грунтом на ее территории будет являться гравий.

Так же в дипломной работе учтена защита от ударов молнии в период грозы. Была подобрана соответствующая зона защиты, обеспечивающая покрытие всей территории подстанции.

Список используемых источников

1. Вахнина В. В., Степкина Ю.В., Самолина О.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб-метод. пособие. Тольятти: ТГУ, 2021. - 31 с.
2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 610 с.
3. ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. М.: Стандартиформ, 1985.9 с.
4. Ермаков В.А., Тремясов В.А. Проектирование электрической части подстанций: учебное пособие.: Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003.-108 с.
5. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию эл. сетей / 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справ. М: Энергосервис, 2000.-381 с.
7. Киреева Э. А. Современные комплектные трансформаторные подстанции и распределительные устройства напряжением 6(10)- 35/0,4 кВ: справочные материалы. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2007. – 58 с.
8. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. М.: Папирус. Про, 2005. – Т. 1-6. с.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат,2004. – 599 с.
10. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. М.: Форум-Инфа-М, 2006.-144 с.
11. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. М.: Форум-Инфа-М, 2006. – 455 с.

12. Правила устройства эл. установок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. М.: Кнорус, 2013 г.
13. Расчет коротких замыканий и выбор эл. оборудования.: учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. М.: Академия, 2005
14. РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок; дата введ. 01.09.2000.
15. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Высшая школа, 2005
16. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания РД 153-34.0-20.527-98.
17. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплине Эл. энергетика (раздел Электрооборудование станций и подстанций) / Волкова Т. Ю., Юлукова Г.М. – Уфа: Уфимск. авиац. техн. ун-т, 2004. - 85 с.
18. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007.-133с.
19. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. /- 3-е изд. М.: Энергия, 2010 – 410 с.
20. Тимофеев С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: метод. указания по курсовому и дипломному проектированию. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. - 48с.