

Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает в себя реконструкцию электрической части понизительной подстанции «Краснопутиловская» 110/6 кВ. В ходе реконструкции была изменена главная схема подстанции, выбрано технически и экономически обоснованное электрическое оборудование и два силовых трансформатора.

Задачами бакалаврской работы являются правильный выбор силовых трансформаторов по имеющимся годовым графикам мощности, выбор коммутационной аппаратуры, включающей в себя выключатели, разъединители и другую силовую электроаппаратуру, так же в задачи работы входит расчет релейной защиты, а так же заземления и молниезащиты. Для оптимального выбора оборудования произведен расчет токов коротких замыканий. Выбран типа оперативного тока на подстанции для питания релейной защиты.

Правильный выбор всего оборудования позволяет провести быструю, качественную и не требующую лишних затрат реконструкцию подстанции, которая в конечном итоге позволит повысить надежность электроснабжения тех предприятий и объектов инфраструктуры, к которым она подключена.

Выпускная квалификационная работа содержит введение, где описывается характеристика объекта, и общие сведения относительно нынешнего состояния электроэнергетики. Основную часть, в которой изложена методика выбора и замены требуемого электрооборудования, все пункты которой сопровождаются расчетами и подробными пояснениями, и заключение, в которой приводится полный список проделанной работы, замененного электрооборудования, расчетных характеристик, и общие выводы по всем разделам.

Выпускная работа состоит из пояснительной записки, которая содержит 60 страниц, 17 таблиц, 8 рисунков, 6 чертежей формата А1.

Abstract

The final qualifying work includes the reconstruction of the electrical part of the stepping-down substation Krasnoutilovskaya 110/6 kV. During the reconstruction, the main scheme of the substation was changed, technically and economically justified electrical equipment and two power transformers were chosen.

The tasks of final qualifying work are the correct choice of power transformers based on the available annual power schedules, the choice of switching equipment, which includes switches, disconnectors, and other power electrical equipment. Also one of the tasks is calculation of relay and lightning protection, calculation of grounding, calculation of short-circuit currents, And selection of the operational current for the relay protection power supply.

The correct choice of all the above equipment allows for fast, high-quality and low-cost reconstruction of the substation, which ultimately will improve the reliability of power supply to those enterprises and infrastructure to which it is connected.

The final qualifying work contains an introduction, which describes the characteristics of the facility, and general information on the current state of the electric power industry. The main part, which sets out the procedure for selecting and replacing the required electrical equipment, all items of which are accompanied by calculations and detailed explanations, and a conclusion, which provides a complete list of the work done, the replaced electrical equipment, the calculation characteristics, and general conclusions on all sections.

The graduation work consists of an explanatory note that contains 60 pages, 17 tables, 8 figures, and 6 drawings of the A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Определение расчетных нагрузок потребителей.....	7
2 Выбор количества, типа и мощности силовых трансформаторов	9
3 Выбор схемы электрической компоновки подстанции.....	20
4 Расчет токов короткого замыкания	21
5 Выбор коммутационной аппаратуры и электрических проводников	29
6 Расчет релейной защиты трансформаторной подстанции.....	45
7 Система оперативного тока на подстанции «Краснопутиловская».....	49
8 Расчет собственных нужд подстанции «Краснопутиловская».....	50
9 Расчет заземления для подстанции «Краснопутиловская».....	51
10 Молниезащита подстанции «Краснопутиловская»	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
Приложение А	65
Приложение Б.....	67
Приложение В.....	69

Введение

Постепенное развитие энергетики нашей страны повышают роль использования электрической энергии в различных сферах хозяйства, промышленности и человеческого быта. Постоянное увеличение производительности труда и уменьшение конечной стоимости продукта, является основным критерием энергетической безопасности общества и развития промышленного и хозяйственного комплексов страны. Главным инструментом для выполнения этого условия является постепенная механизация и автоматизация различных технологических процессов, основанных на использовании производством современных технологических и электроэнергетических установок.

Электрическая подстанция – это объект энергосистемы, необходимый для приема, трансформирования и передачи электрической энергии, которая состоит из силового электрооборудования, такого как трансформатор, или другого преобразующего устройства, выключателей, устройств защиты и управления, а также распределительных и различных вспомогательных устройств. [29]

Реконструкция подстанции является сложным процессом обоснования и принятия решений по электрическим схемам, набору электрооборудования и его расположению, связанных с расчетами, пространственным размещением, оптимизацией отдельных частей подстанции и всего объекта в целом. Этот процесс требует глубокого изучения объекта реконструкции, а также использование последних достижений в сфере электроэнергетической техники, и большого опыта в составлении и организации проектных работ, и правильного выбора строительного-монтажных и эксплуатационных компаний.

При реконструкции или проектировании подстанций главной задачей ставят выбор основной электрической схемы соединений, так как она определяет главные качества, которым должна соответствовать подстанция в

настоящее время, ими являются энергобезопасность потребителей, экономичность использования оборудования подстанции, его ремонтпригодность, удобство эксплуатации и монтажа.

Цель выпускной квалификационной работы – произвести реконструкцию подстанции “Краснопутиловская” классом напряжения 110/6 кВ, расположенную в городе Санкт-Петербург, Ленинградской области. Подстанция “Краснопутиловская” была построена в 1938 году, была модернизирована в 1955 и 1989 годах. Зона электроснабжения подстанции – Кировский завод, станции метро “Кировский завод” и “Автово” и морской порт Санкт-Петербурга. Подстанция находится в зоне ответственности ОАО “Ленэнерго”, подразделения МРСК Северо-Запад.

Для проведения реконструкции подстанции необходимо по известным графикам нагрузки оценить загрузку установленных силовых трансформаторов, если необходима их замена, то провести выбор силовых трансформаторов удовлетворяющих требованиям надежности и эксплуатации, а так же выбрать новую схему распределительного устройства, коммутационную и соединительную аппаратуры, произвести расчет релейной защиты и токов короткого замыкания.

1 Определение расчетных нагрузок потребителей

При расчете электрических нагрузок, необходимо быть как можно точнее, так как ими обусловлены технико-экономические показатели: капитальные затраты, амортизационные расходы и потери электроэнергии.

Подстанция питает таких потребителей как: ОАО Кировский завод, частично ПАО Судостроительный завод «Северная верфь», станции Санкт-Петербургского метрополитена Автово и Кировский завод. Все фидеры получают электроэнергию по отходящим кабелям 6 кВ.

Установленная мощность силовых трансформаторов до реконструкции составляет 50 МВА. Из графика видно, что трансформаторы загружены на 100% своей номинальной мощности.

По имеющемуся упорядоченному графику годовой нагрузки, представленному на рисунке 1, рассчитываем значения потребляемой подстанцией электроэнергии.

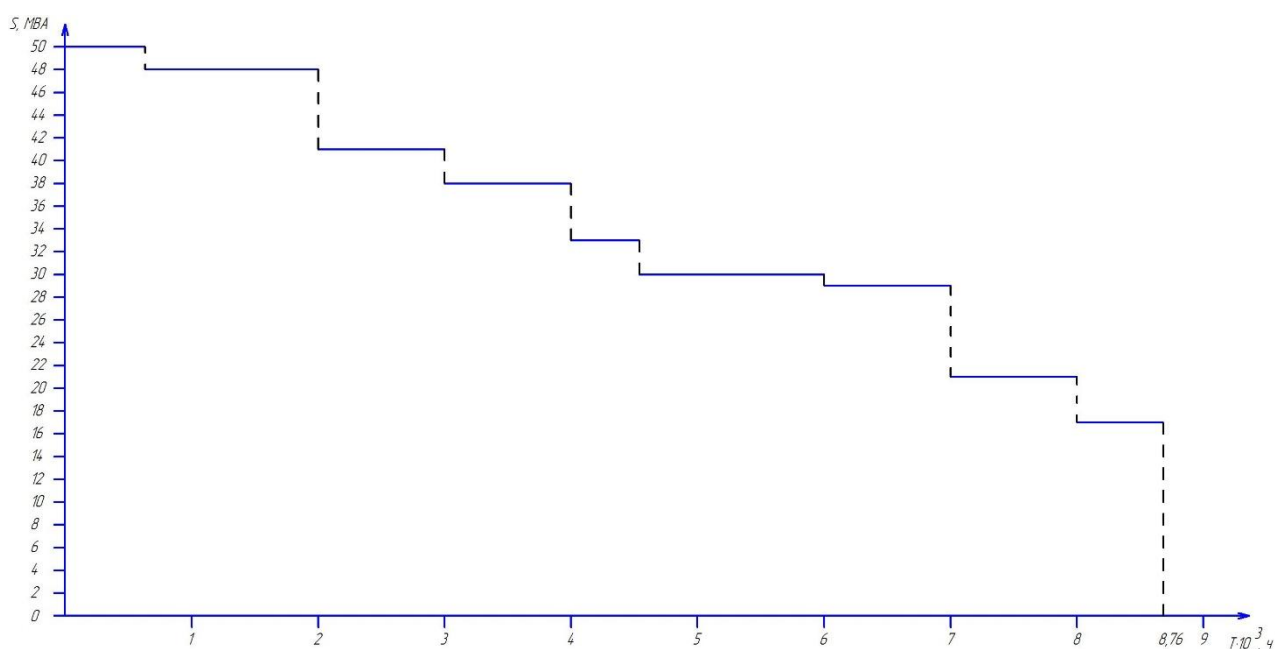


Рисунок 1 – Упорядоченный график годовой нагрузки для подстанции.

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^{\kappa} P_n \cdot t_n \quad (1.1)$$

$$W_{ПС} = 50 \cdot 670 + 48 \cdot 1330 + 41 \cdot 1000 + 38 \cdot 1000 + 32,5 \cdot 600 + \\ + 30 \cdot 1400 + 28,5 \cdot 1000 + 20,5 \cdot 1000 + 17,5 \cdot 760 = 300140 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Далее необходимо определить значение продолжительности максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} \quad (1.2)$$

$$T_M = \frac{300140}{50} = 6003 \text{ ч}$$

Рассчитываем коэффициент заполненности графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} \quad (1.3)$$

где 8760 – количество часов в календарном году.

$$K_{зан} = \frac{6003}{8760} = 0,68 \quad (1.4)$$

Исходя из полученных данных следующим шагом станет выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов по рассчитанным выше данным.

2 Выбор количества, типа и мощности силовых трансформаторов

2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Трансформатор – статический электромагнитный аппарат, необходимый для превращения одного значения напряжения или тока в другую (большую или меньшую), без изменения частоты. [23]

По большей части на подстанциях устанавливаются трехфазные трансформаторы, кроме случаев с большой нагрузкой, либо трансформаторов, используемых на электростанциях с большой выработкой, там чаще применяется группа однофазных трансформаторов, это помогает при передаче большой мощности, но трехфазные трансформаторы имеют больший КПД при меньших размерах. На подстанциях обычно используют пару параллельно работающих трансформаторов, в целях резервирования друг друга в случае отказа одного из них, в данном случае установка двух трансформаторов существенно увеличивает надежность системы электроснабжения. [4]

На силовых трансформаторах требуется наличие устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Устройство РПН поддерживает напряжение на выводах трансформатора, при периодических колебаниях нагрузки. Сама работа устройства РПН основана на изменении соотношению числа витков обмоток трансформатора, первичной и вторичной.

Выбор оптимальной мощности является одной из важных задач при рационализации систем промышленного электроснабжения. Ни одна подстанция не может работать без силового трансформатора в том или ином исполнении, в связи с этим необходимо крайне ответственно подходить к их выбору. Для правильного выбора силового трансформатора необходимо обратиться к специальным справочным данным, таким как [30], в них обычно приводятся такие характеристики как тип, номинальное напряжение обмоток,

мощность, потери холостого хода и тока короткого замыкания, исходя из этих данных выбирается силовой трансформатор под необходимые нужды.

В связи с тем, что подстанция «Краснопутиловская» имеет два уровня напряжения 110 и 6 кВ, и питает ответственных и энергоемких потребителей, следовательно, необходимо рассматривать двухобмоточные трансформаторы.

2.2 Выбор количества и мощности силовых трансформаторов

С учетом категорий электроснабжения потребителей для надежности питания определяется число трансформаторов и допустимая номинальная мощность по выражению [1]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)}, \quad (2.1)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей первой категории (в реальности для тупиковых и ГПП принимается равным 0,75...0,85), $K_{1-2} = 0,8$; $K_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, равный 1,4

$$S_{ном.т} \geq \frac{50 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 28,6 \text{ МВА}$$

Трансформаторы, выбранные по этому условию должны обеспечивать питание всех потребителей 1 и 2 категорий в нормальном и аварийном режимах.

Исходя из значения $S_{ном.т}$, необходимо выбрать два наиболее близких по мощности силовых трансформаторов из приведенного ниже условия:

$$S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} > S_{ном.Т} \quad (2.2)$$

$$63 \text{ МВА} > 40 \text{ МВА} \geq 28,6 \text{ МВА}$$

2.3 Технико-экономическое обоснование номинальной мощности трансформаторов по годовому графику нагрузки подстанции

При таком выборе силового трансформатора принимается два типа трансформатора с расщепленной обмоткой по выражению из [15]

Трансформатор с расщепленной обмоткой выбирается с целью уменьшения токов КЗ, и более рационального использования мощности, так как гальванически не связанные части обмотки низшего напряжения допускают независимую нагрузку на каждую из них.

Такой выбор обеспечивает экономичный режим параллельной работы двух трансформаторов, которые характеризуются минимумом потерь мощности при заданном графике годовой нагрузки [15].

При этом необходимо учитывать кроме потерь активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, которые происходят в системах электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности [2].

По справочнику и условию из [4] наиболее подходящими под данный тип загрузки и технически обоснованными будут трансформаторы марок ТРДН-40000/110-У1, УХЛ1 и ТРДН-63000/110-У1, УХЛ1.

2.3.1 Проверка варианта подстанции с трансформатором ТРДН-40000/110-У1, УХЛ1. Данные берутся из [], и представлены в виде таблицы 1

Таблица 1 – Каталожные данные трансформатора ТРДН-40000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_{x.x}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	U_k , %	I_x , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН	40	115	6,6	6,6	34	170	10,5	0,55

Для выбранного двухобмоточного трансформатора приведенные потери мощности определяются по выражению из [1]

$$P_T' = P_x' + \kappa_{3.6}^2 \cdot P_{\kappa.6}' + \kappa_{3.нн1}^2 \cdot P_{\kappa.нн1}' + \kappa_{3.нн2}^2 \cdot P_{\kappa.нн2}', \quad (2.3)$$

где $P_x' = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x$ - приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода;

ΔP_x - потери мощности трансформатора в режиме холостого хода, полученные из каталога [30];

$\kappa_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания. Для расчетов обычно берется [15]

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

Q_x - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, рассчитывается из значения в [15];

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.4)$$

$$Q_x = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар}$$

где I_x – ток холостого хода трансформатора.

$$P_x' = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт}$$

Производится расчет коэффициента загрузки обмоток трансформатора по методике из [15]:

$$K_{3.6} = \frac{50000}{40000} = 1,25$$

$$K_{3.нн1,2} = \frac{25000}{40000} = 0,63$$

Далее по [15] рассчитываем потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания для высокой и низкой стороны:

$$Q_{k.6} = \frac{0,125 \cdot U_K(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.5)$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_K(\%)}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ квар}$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot U_K(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.6)$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 40000 = 7360 \text{ квар}$$

Произведем расчет потерь активной мощности при полной (100%) загрузке, которые определяются с помощью выражения из [1] и данных из справочников:

$$P_{к.в} = 0$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} \quad (2.7)$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}$$

Следующим этапом будет произведен расчет приведенных потерь активной мощности (вследствие нагрузки трансформатора) с учетом потерь реактивной мощности:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ит} \cdot Q_{к.в} \quad (2.8)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.нн1,2} = P_{к.нн1,2} + \kappa_{ит} \cdot Q_{к.нн1,2} \quad (2.9)$$

$$P'_{к.нн1,2} = 340 + 0,05 \cdot 7360 = 708 \text{ кВт}$$

Исходя из полученных выше данных рассчитываются полные приведенные потери мощности в трансформаторе по приведенному выше выражению (2.3) из [1]:

$$P'_T = 45 + 1,2^2 \cdot 26,2 + 0,6^2 \cdot 708 + 0,6^2 \cdot 708 = 592,5 \text{ кВт}$$

Далее для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ определяются исходя из следующего выражения [1]:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.ei} + \sum \Delta W_{kH1i} + \sum \Delta W_{kH2i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{k.e} \cdot \kappa_{з.еi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k.H1} \cdot \kappa_{з.H1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{k.H2} \cdot \kappa_{з.H2i}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.10)$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки, $i=1,2,\dots$;

n_i – число трансформаторов ПС, которые работают на i -ой ступени графика годовой нагрузки, которое определено с помощью выражения для определения значения экономической нагрузки $S_{Э.ПС}$ из []:

$$S_{Э.ПС} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} \quad (2.11)$$

$$S_{Э.ПС} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{45}{734,2}} = 14004 \text{ кВА}$$

$S_{Э.ПС}$ – экономическая нагрузка, определяющаяся для группы параллельно работающих трансформаторов. При значении ниже полученного выше, целесообразно отключать один из параллельно работающих трансформаторов для неответственных потребителей.

$K_{зп.i} = \frac{S_{н.i}}{S_{ном.т}}$ – коэффициент загрузки обмоток высшего и низшего

напряжения трехфазного двухобмоточного трансформатора на i -ой ступени графика годовой нагрузки;

T_i – продолжительность существования нагрузки S_i на i -ой ступени графика нагрузки;

Для упрощения и уменьшения объема дальнейшие расчеты по трансформатору ТРДН-40000/110 сведены в таблицу Б.1, приложения Б.

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторе ведется по методике из [9]:

$$И_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 1474888 \cdot 1,94 = 2861282 \text{ руб}$$

где $C_э$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которое находится из выражения:

$$C_э = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta = \frac{421 \cdot 12}{6003} + 1,099 = 1,94 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч},$$

где α – основная ставка за 1 кВт мощности, берется из [9];

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком.

Общая экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется по методу приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_k \cdot k + I_o + I_s = 0,15 \cdot 22000000 + 2068000 + 2861282 = 8229282 \text{ руб}$$

где E_k – нормативный коэффициент дисконтирования, берется из [9]

I_o – годовые отчисления

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot k = 0,094 \cdot 22000000 = 2068000 \text{ руб},$$

где $p_{\text{сум}} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчисления

k – стоимость силовых трансформаторов, руб [30]

2.3.2 Проверка варианта подстанции с трансформатором ТРДН-63000/110-У1, УХЛ1. Данные берутся из [30], и представлены в виде таблицы 2

Таблица 2 – Каталожные данные трансформатора ТРДН-63000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_{x,x}$, кВт	$\Delta P_{k,z}$, кВт	U_k , %	I_x , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН	63	115	6,6	6,6	59	260	10,5	0,6

Для двухобмоточного трансформатора приведенные потери мощности определяются по выражению (2.3) из [1]:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3,6}^2 \cdot P'_{k,6} + \kappa_{3,нн1}^2 \cdot P'_{k,нн1} + \kappa_{3,нн2}^2 \cdot P'_{k,нн2} \quad (2.12)$$

где $P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x$ – приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода;

ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме холостого хода, полученные из каталога [30];

$\kappa_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания. Для расчетов обычно берется [15]

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

Q_x - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, рассчитывается из значения в [15];

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.13)$$

$$Q_x = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378 \text{ квар},$$

где I_x – ток холостого хода трансформатора.

$$P'_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 79 \text{ кВт},$$

Производится расчет коэффициента загрузки обмоток трансформатора по методике из [15]:

$$K_{з.в} = \frac{50000}{63000} = 0,8$$

$$K_{з.нн1,2} = \frac{25000}{63000} = 0,4$$

Далее по [15] рассчитываем потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания для высокой и низкой стороны:

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_K(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.14)$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 826,8 \text{ квар}$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot U_K(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (2.15)$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 11576,3 \text{ квар}$$

Произведем расчет потерь активной мощности при полной (100%) нагрузке, которые определяются с помощью выражения из [1] и данных из справочников:

$$P_{к.в} = 0$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} \quad (2.16)$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 260 = 520 \text{ кВт}$$

Следующим этапом будет произведен расчет по [] приведенных потерь активной мощности (вследствие нагрузки трансформатора) с учетом потерь реактивной мощности:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} \quad (2.17)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,8 = 41,34 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.нн1,2} = P_{к.нн1,2} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.нн1,2} \quad (2.18)$$

$$P'_{к.нн1,2} = 520 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1098,8 \text{ кВт}$$

Исходя из полученных выше данных рассчитываются полные приведенные потери мощности в трансформаторе по приведенному выше выражению (2.3) из [1]:

$$P'_T = 79 + 0,8^2 \cdot 41,34 + 0,4^2 \cdot 1098,8 + 0,4^2 \cdot 1098,8 = 457,1 \text{ кВт}$$

Далее для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ определяются исходя из следующего выражения (2.5) [15]:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.вi} + \sum \Delta W_{кн1i} + \sum \Delta W_{кн2i} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot \kappa_{з.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot \kappa_{з.н1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot \kappa_{з.н2i}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.19)$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки, $i=1,2,\dots$;

n_i – число трансформаторов ПС, которые работают на i -ой ступени графика годовой нагрузки, которое определено с помощью выражения для определения значения экономической нагрузки $S_{Э.ПС}$ из [15]:

$$S_{Э.ПС} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} \quad (2.20)$$

$$S_{\text{Э.ЛС}} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{53,9}{1139}} = 19381 \text{ кВА}$$

$S_{\text{Э.ЛС}}$ – экономическая нагрузка, определяющаяся для группы параллельно работающих трансформаторов. При значении ниже полученного выше, целесообразно отключать один из параллельно работающих трансформаторов для неответственных потребителей.

$$K_{\text{зн.}i} = \frac{S_{n.i}}{S_{\text{ном.}i}} - \text{коэффициент загрузки обмоток высшего и низшего}$$

напряжения трехфазного двухобмоточного трансформатора на i -ой ступени графика годовой нагрузки;

T_i – продолжительность существования нагрузки S_i на i -ой ступени графика нагрузки;

Для упрощения и уменьшения объема дальнейшие расчеты по трансформатору ТРДН-63000/110 сведены в таблицу Б.2, приложения Б.

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторе ведется по методике из [9]:

$$I_{\text{г}} = \Delta W_{\text{ЛС}} \cdot C_{\text{г}} \quad (2.21)$$

$$I_{\text{г}} = 1356752 \cdot 1,94 = 2632098 \text{ руб}$$

где $C_{\text{г}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которое находится из выражения:

$$C_{\text{г}} = \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \quad (2.22)$$

$$C_{\text{г}} = \frac{421 \cdot 12}{6003} + 1,099 = 1,94 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}$$

где α – основная ставка за 1 кВт мощности, берется из [9];

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным счетчиком.

Общая экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется по методу приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{к}} \cdot k + I_{\text{о}} + I_{\text{г}} \quad (2.23)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 28000000 + 3396621 + 2632098 = 10228621 \text{ руб}$$

где E_k – нормативный коэффициент дисконтирования, берется из [9]

где I_o – годовые отчисления

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot k \quad (2.24)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 28000000 = 2632000 \text{ руб}$$

где $p_{\text{сум}} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчисления

2.4 Итог выбора силовых трансформаторов

В результате произведенного выше технико-экономического расчета затраты на трансформатор ТРДН-40000/110-УХЛ1 оказались меньше на 1999339 рублей.

По техническому расчету следует, что коэффициент загрузки трансформаторов марки ТРДН-40000/110-УХЛ1 оказался несколько выше, чем у ТРДН-63000, но этот факт нивелируется тем, что в районе подстанции в ближайшее время не возникнет резкого скачка потребляемой мощности, и допускается установка трансформаторов меньшей мощности.

Исходя из расчетов принимаем решение по замене имеющихся трансформаторов марки ТДН-25000/110, выработавших свой временной ресурс на трансформаторы марки ТРДН-40000/110 с большим резервом мощности.

3 Выбор схемы электрической компоновки подстанции

Схему подстанции требуется выбирать с учетом общей схемы электроснабжения, опираясь на типовые схемы для распределительных устройств 35-750 кВ [12].

При выборе схемы подстанции важными аспектам являются обеспечение надежности электроснабжения потребителей, безопасности обслуживающего персонала и перспективы развития объекта и близлежащих территорий.

На рисунке 2 изображена схема соединений подстанции 110/6 кВ «Краснопутиловская»

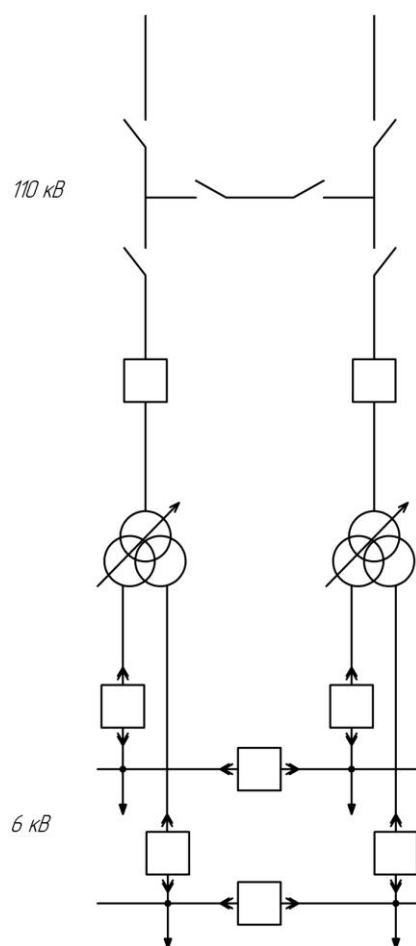


Рисунок 2 – Выбранная схема распределительного устройства

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ является важнейшим из вычислений, для выбора и проверки высоковольтных коммутационных аппаратов и проводников, а также для улучшения заземляющих аппаратов и устройств.

Расчет трехфазного короткого замыкания начинается со схемы, приведенной ниже.

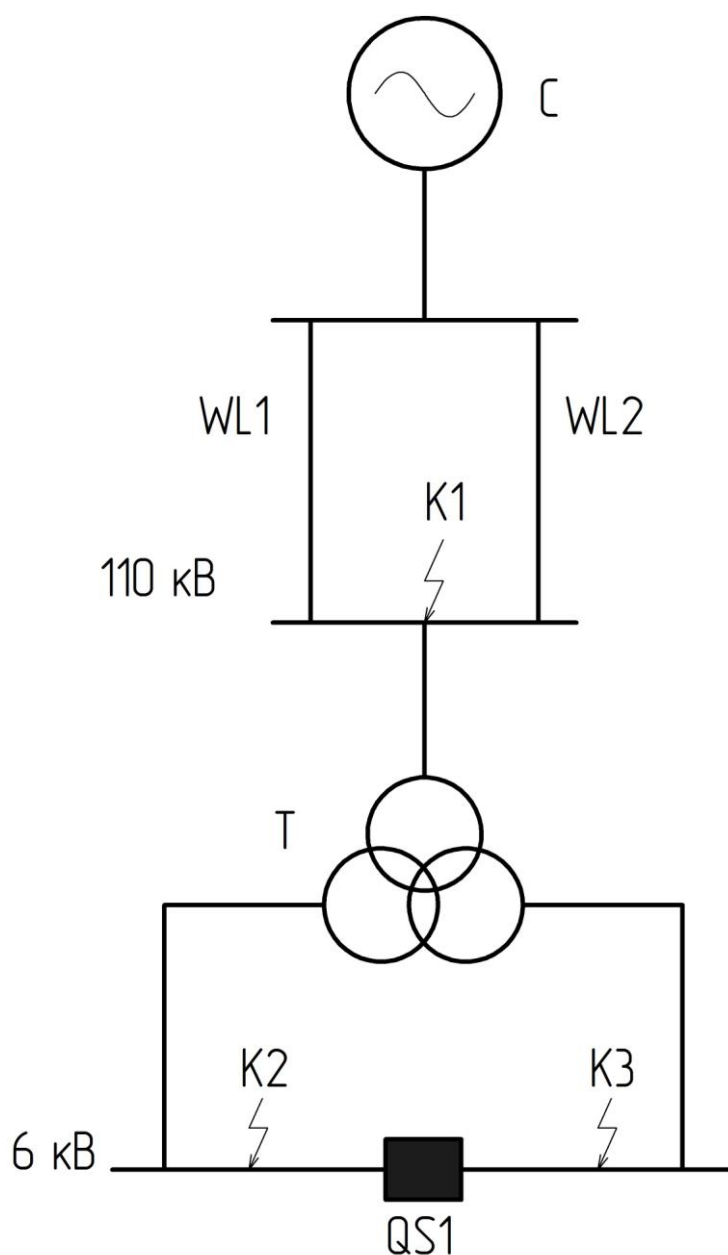


Рисунок 3 – Расчетная схема для коротких замыканий

Далее по расчетной схеме (рисунок 3) следует построение схемы замещения, которая представлена на рисунке 4.

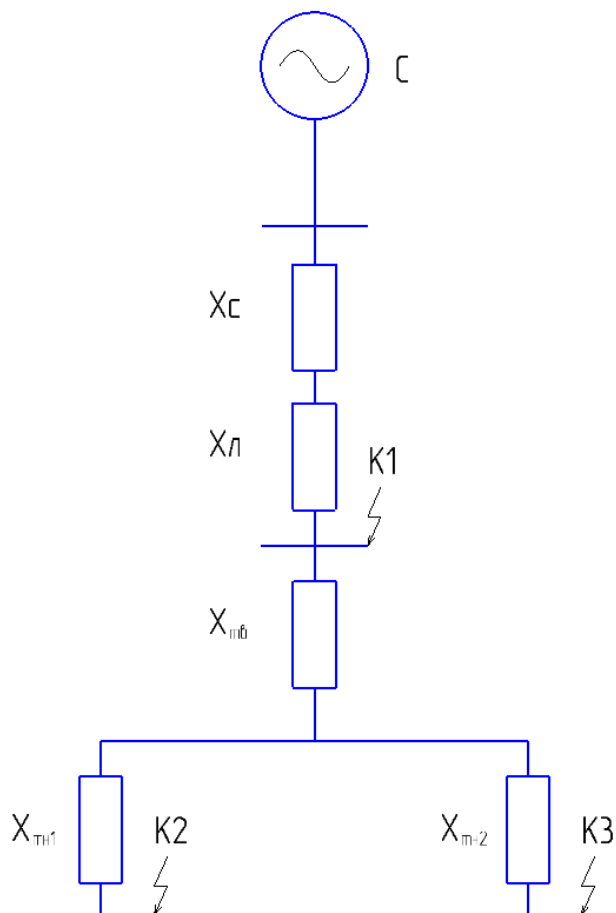


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета коротких замыканий

Перед расчетом необходимо принять базовую мощность, равную 1000 МВА, сверхпереходное ЭДС, мощность короткого замыкания по [3] и базовое напряжение для данной двухтрансформаторной подстанции (принимаются 115 кВ для ВН и 6,6 для НН).

$$E''_{*o,c} = 1; S_o = 1000 \text{ МВА}; S_k = 2500 \text{ МВА}$$

Далее необходимо рассчитать сопротивление схемы в относительных единицах по [8]:

$$X_{*o,c} = \frac{S_o}{S_k} \tag{4.1}$$

$$X_{*o,c} = \frac{1000}{2500} = 0,4$$

Следующим шагом будет расчет сопротивления линии электропередач. По [8] выбирается $X_{уд}$ для двухцепной линии, длина линии определяется по карте:

$$X_{*б,л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{сп}^2} \quad (4.2)$$

$$X_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{3,36}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,051$$

Следующим этапом является расчет сопротивлений трансформатора на высокой и на низких сторонах:

$$X_{*б,тв} = \frac{0,125 \cdot U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,33$$

$$X_{*б,тн1,2} = \frac{1,75 \cdot U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,59$$

Расчет симметричных коротких замыканий в точке К1

Расчет токов коротких замыканий по [3] следует начать с расчета результирующих сопротивлений:

$$X_{рез.б.К1} = X_{*б,с} + X_{*б,л} \quad (4.3)$$

$$X_{рез.б.К1} = 0,4 + 0,051 = 0,451$$

Базисный ток для точки К1:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (4.4)$$

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

Первоначальное значение действующей периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле из [15]:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{b},c}''}{X_{рез.\bar{b}.K1}} \cdot I_{\bar{b}} \quad (4.5)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,451} \cdot 5,02 = 11,1 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\partial} \quad (4.6)$$

$$i_{y\partial} = 1,41 \cdot 11,1 \cdot 1,8 = 28,3 \text{ кА}$$

Аналогичным образом проводится расчет симметричного КЗ для точки К2 и К3, так как силовой трансформатор с расщепленной обмоткой, то значения результирующих сопротивлений и значений тока короткого замыкания будут одинаковыми, значит расчет проводится только для одной точки.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{рез.\bar{b}.K2} = X_{*\bar{b},c} + X_{*\bar{b},л} + X_{*\bar{b},тв} + X_{*\bar{b},тн1,2} \quad (4.7)$$

$$X_{рез.\bar{b}.K2} = 0,4 + 0,051 + 0,33 + 4,59 = 5,371$$

Базисный ток для точки К2:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} \quad (4.8)$$

$$I_{\bar{b}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 91,6 \text{ кА}$$

Первоначальное значение действующей периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле из []:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\bar{b},c}''}{X_{рез.\bar{b}.K1}} \cdot I_{\bar{b}} \quad (4.9)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{5,371} \cdot 91,6 = 17,05 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\delta} \quad (4.9)$$

$$i_{y\delta} = 1,41 \cdot 17,05 \cdot 1,9 = 46,08 \text{ кА}$$

Расчетные значения тока трехфазного короткого замыкания переносятся в таблицу 3

Таблица 3 – Результаты расчетов токов КЗ

Место короткого замыкания	$I_{n,o}^3, \text{кА}$	$i_{y\delta}, \text{кА}$
Точка К1	11,1	28,3
Точка К2 и К3	17,05	46,08

4.2 Расчет несимметричных коротких замыканий

Составляются схемы замещения для расчетов тока короткого замыкания (рисунок 5):

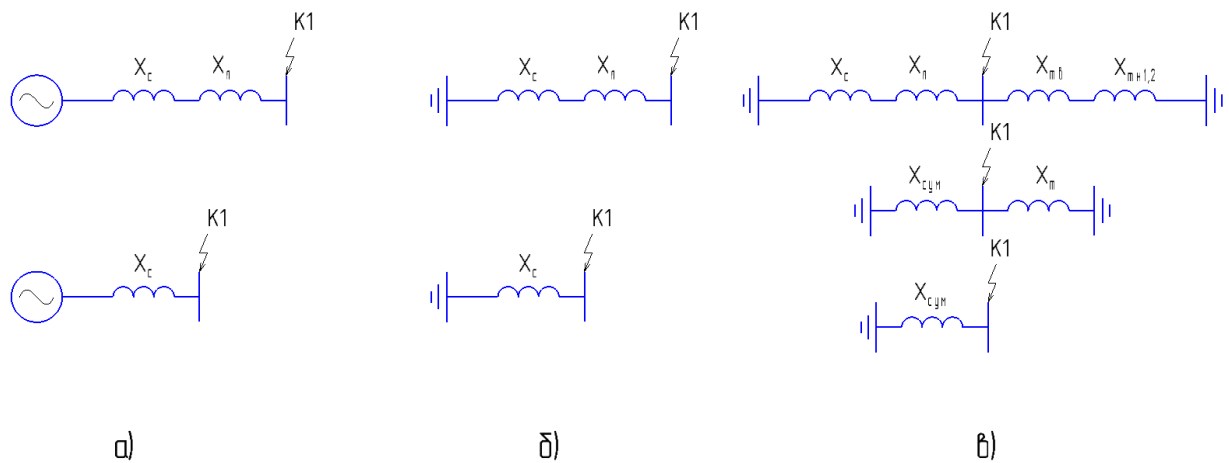


Рисунок 5 – Схемы замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей для точки К1

Сопротивление прямой последовательности по [8] рассчитывается по следующему выражению:

$$X_{1\Sigma} = X_{*б,c} + X_{*б,l} \quad (4.10)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{*б,c} + X_{*б,l} = 0,4 + 0,051 = 0,451$$

При данных схемах замещения сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 0,451$$

$$X_{2\Sigma} = 0,451$$

Сопротивление нулевой последовательности рассчитывается по формуле:

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_c + X_l \cdot X_m}{X_c + X_l + X_m} \quad (4.11)$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{0,451 \cdot 4,92}{0,451 + 4,92} = 0,413$$

Далее по [15] ведется расчет однофазного, двухфазного и двухфазного на землю коротких замыканий.

Для расчета однофазного короткого замыкания требуется рассчитать дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} \quad (4.12)$$

$$\Delta X^{(1)} = 0,451 + 0,413 = 0,864$$

Далее находится ток короткого замыкания по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_*}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(1)}} \quad (4.13)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1}{0,451 + 0,864} = 0,7 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ находится из выражения:

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{\kappa 1}^{(1)} = 3 \cdot 0,7 = 2,28 \text{ кА}$$

Первоначальное значение действующей периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_*}{X_{*рез}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (4.14)$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot 0,7 \cdot 5,02 = 10,54 \text{ кА}$$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot K_{y\partial} = 1,41 \cdot 10,54 \cdot 1,8 = 26,75 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного короткого замыкания

Дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma} = 0,451$$

Далее находится ток короткого замыкания по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_*}{X_{2\Sigma} + \Delta X^{(2)}} \quad (4.15)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1}{0,451 + 0,451} = 1,11 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ находится из выражения:

$$I_{\kappa}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{\kappa 1}^2 \quad (4.16)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,11 = 1,92 \text{ кА}$$

Первоначальное значение действующей периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_*}{X_{*рез}} \cdot I_{\sigma} \quad (4.16)$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,11 \cdot 5,02 = 9,63 \text{ кА}$$

Ударный ток находится по формуле:

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

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot K_{y\partial} = 1,41 \cdot 9,63 \cdot 1,8 = 24,5 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного короткого замыкания на землю

Дополнительное индуктивное сопротивление:

$$\Delta X^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \quad (4.18)$$

$$\Delta X^{(1,1)} = \frac{0,451 \cdot 0,413}{0,451 + 0,413} = 0,22$$

Далее находится ток короткого замыкания по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_*}{X_{2\Sigma} + \Delta X^{(2)}} \quad (4.18)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{1}{0,451 + 0,22} = 1,49 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ находится из выражения:

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,451 \cdot 0,413}{(0,451 + 0,413)^2}} = 1,49$$

$$I_{\kappa}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot I_{\kappa 1}^{1,1} = 1,49 \cdot 1,49 = 2,22 \text{ кА}$$

Первоначальное значение действующей периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_*}{X_{*рез}} \cdot I_{\sigma} \quad (4.18)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = 1,49 \cdot 1,49 \cdot 5,02 = 11,3 \text{ кА}$$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} \cdot K_{y\delta} \quad (4.19)$$

$$i_{y\delta} = 1,41 \cdot 11,3 \cdot 1,8 = 28,8 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыкания для точки К2 проводится аналогично

Таблица 4 – Результаты расчетов токов короткого замыкания в точке К2

Точка КЗ	$I_{n,o}^{(1)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА	$I_{n,o}^{(2)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА	$I_{n,o}^{(1,1)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА
Точка 1	10,54	26,75	9,63	24,5	11,3	28,8
Точка 2	-	-	13,63	37,09	-	-

Исходя из приведенных выше расчетов можно сделать вывод, что самым опасным является трехфазное короткое замыкание.

5 Выбор коммутационной аппаратуры и электрических проводников

Чтобы выбрать оборудование для реконструирования подстанции, сначала требуется рассчитать токи короткого замыкания и выбрать главную схему распределительного устройства.

Расчетные величины оформляются в виде таблицы и соотносятся с паспортными параметрами аппаратуры, выбираемых по каталогам и справочникам производителей [30, 22].

Важным условием при выборе оборудования является род его установки (внутреннее или наружное исполнение), габариты, вес, стоимость, и транспортировочную целесообразность.

5.1 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 110 кВ

Рассмотрим элегазовый выключатель АBB LTB145D1/В. Сравнение паспортных данных выключателя и расчетных данных приведены в таблице 5.

Силовые выключатели выбираются по следующим параметрам [15]:

1) Номинальному напряжению - $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$

2) Номинальному току - $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$

3) Отключающей способности

А) На симметричный ток отключения - $I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$

Б) На отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\alpha, \tau} \leq i_{\alpha.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} \quad (5.1)$$

4) На электродинамическую стойкость (проверка по предельному сквозному току короткого замыкания):

$$I_{n,o} \leq I_{np.c}; i_{y\delta} \leq I_{np.c} \quad (5.2)$$

5) На термическую стойкость (проверка по тепловому импульсу):

$$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (5.3)$$

если $t_{откл} < t_T$, то $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$

Таблица 5 – Выбор выключателя

Расчетные данные	Данные из каталога производителя
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1600 \text{ кА}$
$I_{n,\tau} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,1 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,05}} = 8,53 \text{ кА}$	$i_{\alpha.ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100}) \cdot I_{откл.ном}$ $i_{\alpha.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 40 = 28,2 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$ $B_{\kappa} = 11,1^2 \cdot (0,03 + 0,05) = 9,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,02 = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По полученным данным, принимаем к использованию высоковольтный выключатель АВВ LTB145D1/В.

Так же от производителя был представлен график окупаемости этого выключателя, приведенный на рисунке 6.

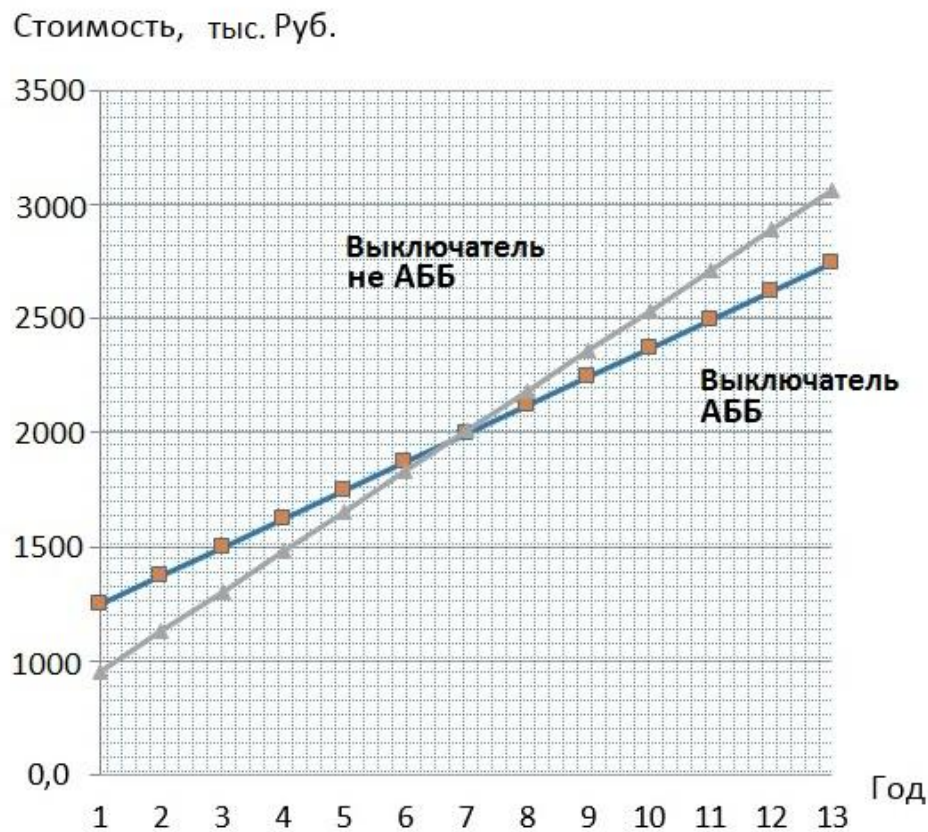


Рисунок 6 – График окупаемости высоковольтного выключателя АВВ

Из графика видно, что большие затраты при приобретении высоковольтного выключателя окупаются его продолжительным использованием и амортизационные расходы, связанные с эксплуатацией этого выключателя меньше аналогичного выключателя другого производителя.

Так же выбор данного выключателя обусловлен минимальными транспортными расходами, так как поставщик оборудования АВВ находится в 2 км от реконструируемой подстанции.

5.1 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 6 кВ

Рассмотрим один из новейших вакуумных выключателей Schneider Electric Evolis 6. Сравнение паспортных данных выключателя и расчетных данных приведены в таблице 6.

Силовые выключатели 6 кВ выбираются аналогично выключателям 110 кВ (проверяются по тем же параметрам):

Таблица 6 – Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Расчетные данные	Данные из каталога производителя
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 2452 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 17,05 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$ $i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,05 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,14}} = 16,8 \text{ кА}$	$i_{\alpha,ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100}) \cdot I_{откл.ном}$ $i_{\alpha,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{36}{100} \cdot 25 = 18,69 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 17,05 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$
$i_{y0} = 46,08 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$ $B_{\kappa} = 20,35 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,25 \text{ кА}^2 \cdot c$

По полученным данным, принимаем к использованию высоковольтный выключатель Schneider Electric Evolis 6, встраиваемые в ячейки КРУ.

Выбор данных выключателей обусловлен так же минимальными транспортными затратами, а так же это одни из немногих выключателей, способных коммутировать столь большие токи коротких замыканий.

5.2 Выбор разъединителя

Выбор такого коммутационного аппарата, как разъединителя происходит по следующим параметрам [15]:

- 1) Номинальному напряжению - $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
- 2) Номинальному току - $I_{ном.дл} \leq I_{ном}$
- 3) Электродинамической стойкости - $I_{н,о} \leq I_{пр.с}; i_{уд} \leq I_{пр.с}$
- 4) Термической устойчивости (проверка по тепловому импульсу) -
 $B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$

Согласно данным параметрам и методике расчетов принимаем к рассмотрению разъединитель РДЗ-110/1000-УХЛ1. Проверка расчетных данных с паспортными характеристиками ведется в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Данные из каталога производителя
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}$	$I_{ном} = 1 \text{ кА}$
$I_{н,о} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 60 \text{ кА}$
$i_{уд} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$ $B_{к} = 9,85 \text{ кА}^2 \cdot с$	$B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$ $B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,02 = 18,75 \text{ кА}^2 \cdot с$

Исходя из вышеприведенных значений, разъединитель РДЗ-110/1000 удовлетворяет необходимым нам параметрам и принимается к установке.

5.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Выбор токоизмерительного оборудования происходит по следующим параметрам [15, 24]:

1) Номинальному напряжению - $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$

2) По длительно допустимому току - $I_{ном} \leq I_{1ном}$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток ТТ;

$I_{ном}$ – рабочий первичный ток нагрузки ТТ;

3) Электродинамической стойкости - $i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$;

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости ТТ (выбирается по каталогу)

4) Термической устойчивости (проверка по тепловому импульсу) -

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T$$

где K_T – кратность термической стойкости ТТ (выбирается по каталогу)

t_T – время протекания термического тока.

5) Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{2ном}$

где $Z_{2ном}$ – полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка), подключенной ко вторичной обмотке ТТ;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Согласно приведенным выше условиям, проводим проверку трансформатора тока АВВ ІМВ 110 для стороны 110 кВ. Все расчеты и сравнения необходимых характеристик с паспортными приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбора трансформатора тока на стороне 110 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq K_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 85 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$ $B_{\kappa} = 9,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T$ $K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 27^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3 = 349 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Показывающий прибор устанавливается на фазу С, соответственно на неё ложится вся нагрузка прибора, это показано в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка на трансформатор тока на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365-1	-	-	0,5

Обобщенное сопротивление приборов по методике [15, 24], присоединенных к фазе А:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Принимаем сопротивление контактов, как $R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$, исходя из этого сопротивление соединительных проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} + R_{приб} + R_{\kappa} \quad (5.4)$$

$$R_{np} = 1,2 + 0,02 + 0,1 = 1,32 \text{ Ом}$$

Определив сопротивление проводов, после этого можно определить их

сечение. Длину соединительных проводов принимаем равной 10 метров с медными жилами по [24], и определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (5.5)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 10}{1,32} = 0,13 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление меди.

К установке принимаем стандартное сечение 2,5 мм².

Сравнивая расчетные и паспортные данные, делаем вывод, что данный трансформатор тока пригоден к установке. Также выбор данного трансформатора тока обусловлен компактностью подстанции, и невозможностью установки стационарных трансформаторов тока. Трансформаторы АВВ ИМВ 110 являются встраиваемыми в выбранные выше выключатели, и их класс точности 3Р удовлетворяет нуждам подстанции, так же транспортные расходы на них отсутствуют, так как они поставляются вместе с выключателями.

5.3.1 Выбор трансформаторов тока на стороне 6 кВ

Выбор токоизмерительного оборудования происходит по тем же самым параметрам, что и трансформатор на стороне 110 кВ.

Согласно этим параметрам проводим проверку трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-6 У1

Расчет и проверка по паспортным данным приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформатора тока на стороне 6 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$

$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 2452 \text{ A}$	
--	--

Продолжение таблицы 10

$i_{y\partial} = 46,08 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq K_{\text{э\partial}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$	$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_T$
$B_{\kappa} = 20,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_T = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Регистрирующие и показывающие приборы устанавливаются на фазу А и С, соответственно на них ложится вся нагрузка прибора, это показано в таблице 9. Большую нагрузку испытывает фаза А, в виде 5,4 ВА

Таблица 11 – Нагрузка на трансформатор тока на стороне 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365-1	-	-	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	ARTM-234M	2,2	-	-
Счетчик реактивной энергии	ART-230	2,2	-	-

Обобщенное сопротивление приборов по методике [15, 24], присоединенных к фазе А:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,4}{5^2} = 0,216 \text{ Ом}$$

Принимаем сопротивление контактов, как $R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$, исходя из этого

сопротивление соединительных проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} + R_{приб} + R_{к} \quad (5.6)$$

$$R_{np} = 1,2 + 0,216 + 0,1 = 1,52 \text{ Ом}$$

Длину соединительных проводов принимаем равной 10 метров с медными жилами по [15], и определяем сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (5.7)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 10}{1,52} = 0,12 \text{ мм}^2$$

К установке принимаем стандартное сечение 2,5 мм².

5.3.2 Выбор трансформатора тока нулевой последовательности

Отходящие к потребителям линии 6 кВ выполнены кабелями ПвКПг-240/25, максимальный внешний диаметр кабеля 60 мм.

К установке стоит принять трансформатор тока нулевой последовательности производства Самарский Электроцит ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66, трансформатор тока устанавливается непосредственно на кабель.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

В [15] указывается 3 критерия, по которым выбирается трансформатор напряжения:

- 1) Номинальное напряжение $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
- 2) Класс точности и конструкция.
- 3) Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

где $S_{2\Sigma}$ - суммарная нагрузка всех потребителей, подключенных к трансформатору напряжения.

5.4.1 Выбор трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

На стороне высокого напряжения 110 кВ по [7, 15] отсутствуют измерительные приборы, так или иначе использующие трансформатор напряжения, из чего делаем вывод, что к его установке можно не прибегать.

5.4.2 Выбор трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Согласно [5, 7], принимаем к установке группу трехфазных измерительных трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-6. Данный измерительный трансформатор напряжения оборудован встроенным предохранителем, поэтому дополнительный выбор их не нужен. Нагрузка на вторичные цепи трансформатора напряжения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка на вторичные цепи трансформаторов напряжения

Прибор	Тип Прибора	Потребляемая мощность 1 катушки, $B \cdot A$	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-350	3	1	1	-	1	4	-
Фазный вольтметр	Н-394	10	1	1	-	1	4	-
Счетчик активной энергии	ARTM-234M	4	2	0,38	0,92	1	8	-
Счетчик реактивной энергии	ART-230	4	2	0,38	0,92	1	3,04	7,4
Итого							19,04	7,4

По таблице 12 приводим расчет нагрузки потребителей, подключенных к трансформатору напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19,04^2 + 7,4^2} = 20,4 \text{ В} \cdot \text{А} \leq 30 \text{ В} \cdot \text{А}$$

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Согласно [5] на стороне 110 кВ необходимо устанавливать ограничители перенапряжений ОПН-110-УХЛ1 со стороны линии и ОПНН-П-110-УХЛ1 для разземленной нейтрали трансформатора. ОПН-110 и ОПНН-П-110 это нелинейные опорные (или опорной-подвесные) ограничители перенапряжений, которые состоят из последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенных в стеклопластиковую крышку, которая вставлена в герметизированную ребристую из кремнийорганической резины трубку. Ограничитель перенапряжений устанавливается вместо отработавших свой ресурс вентильных разрядников РВС-110.

5.7 Выбор жестких шинопроводов

Шины до здания закрытого распределительного устройства 6 кВ и в самом ЗРУ выполнена алюминиевыми жесткими шинами прямоугольного сечения.

Выбор сечения алюминиевых шин производится по экономической плотности тока по рекомендациям из [5, 11, 15]:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} \quad (5.11)$$

$$S = \frac{1751,6}{1,8} = 953,1 \text{ мм}^2$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по продолжительности годовой нагрузки.

На основании полученного значения из расчетов принимаем к установке алюминиевые прямоугольные шины сечением 120x8 мм, с допустимым током $I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}$. Полученное сечение проверяется по

условиям, приведенным ниже:

1) Условие нагрева при протекании допустимого тока:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}}$$

$$2452 \leq 2650 \text{ A}$$

2) Термическая стойкость при прохождении тока КЗ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T} = \frac{\sqrt{55,2}}{90} \cdot 10^3 \quad (5.12)$$

$$S_{\min} = 82,55 \text{ мм}^2 \leq S = 960 \text{ мм}^2$$

где C_T – параметр из [15]

3) Электродинамическая стойкость во время протекания тока КЗ по [15]:

$$\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – 200 МПа – максимально допустимое напряжение в материале из которых изготовлены жесткие шины, определяемое по [28]:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (5.13)$$

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,38^2 \cdot 40080^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,28 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8} = 43 \text{ МПа}$$

$$\text{где } l_{\text{из}} \geq \frac{4,73^2}{2\pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 0,26 \cdot 10^{-8}}{2,6}} = 0,38 \text{ м};$$

K_{ϕ} – коэффициент формы, определяются по [15];

$K_{\text{расп}}$ – коэффициент расположения, определяются по [28];

$\lambda = 12$ – коэффициент закрепления шины, определяются по [15];

$W \geq \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{12 \cdot 0,8^2}{6} = 1,28 \text{ см}^3 = 1,28 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ – момент поперечного

напряжения сечения шины;

$$\sigma_{раб} = 43 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон} = 200 \text{ МПа}$$

Возникает условие несовпадения частоты колебания шины с частотой, возникающими в системе:

Чтобы выполнялось условие отсутствия колебаний, требуется, чтобы частота собственных колебаний шины была либо меньше 30 Гц, либо больше 200 Гц.

Расчет частоты собственных колебаний ведется по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (5.14)$$

где $r_1^2 = 4,73$ – основная собственная частоты шины, находится из [29];

$l = 0,5$ м – длина пролета между изолятор;

$$m = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 100 = 2,6 \text{ кг / м}$$

$E = 7 \cdot 10^{10}$ – модуль упругости, Па;

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{6 \cdot 0,8^3}{12} = 0,26 \text{ см}^4 = 0,26 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

– момент инерции

поперечного сечения шины.

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 0,26 \cdot 10^{-8}}{2,6}} = 212 \text{ Гц}$$

$$212 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

5.8 Расчет и выбор кабельных линий

Все отходящие присоединения подстанции выполнены кабелями, проложенными в земле. Для кабельных линий, которые проходят под землей, подходят в основном кабели в бронированном исполнении с противокоррозионной оболочкой.

Для данных условий среды, с учетом почвы вокруг подстанции к проверке принимается трехжильный кабель ПвКПг-240/25 с допустимым

током каждой жилы 850А. Этот кабель предназначен для прокладки в земле, где возможны механические воздействия на кабель во влажных и заболоченных почвах. Изоляция выполнена из сшитого полиэтилена, броней из оцинкованных проволок, с оболочкой из полиэтилена с продольной герметизацией.

Выбранный кабель проверяется по нижеприведенным условиям:

1) По условию допустимого тока:

$$I_{\max} < I_{\text{дл.доп}} \quad (5.15)$$

где I_{\max} – максимальный ток отходящего фидера;

$$I_{\text{дл.доп}} = K_1 \cdot I_{\text{дл.доп.каб}} \cdot n \quad (5.16)$$

где K_1 – поправочный коэффициент на ток кабеля в зависимости от окружающей среды, находится из [15];

$I_{\text{дл.доп.каб}}$ – длительно допустимый ток кабеля по справочнику;

n – количество жил кабеля;

2) Проверка условия термической стойкости кабеля по минимальному сечению кабеля:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (5.17)$$

где B_k – интеграл Джоуля, определенный в разделе 5.1

C_T – параметр кабеля, из [15];

Производится проверка кабеля ПвКПг-240/25:

Длительно допустимый ток по условию 5.16 из [15], равен:

$$I_{\text{дл.доп}} = 0,98 \cdot 850 \cdot 3 = 2501,3 \text{ А}$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 1751,6 = 2452,2 \text{ А} < I_{\text{дл.доп}} = 2501,3 \text{ А}$$

Кабель проходит по максимально допустимому току длительного режима.

Далее произведем расчет минимально допустимого сечения по формуле 5.17 [3]:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{55,23 \cdot 10^6}}{90} = 82,6 \text{ мм}^2$$

Данный кабель ПвКПг-240/25 проходит по термической стойкости, поэтому он принимается к установке на всех отходящих линиях.

6 Расчет релейной защиты трансформаторной подстанции

Для релейной защиты на подстанции взамен электромеханической устанавливается современная «СИРИУС – Т» производства «РАДИУС Автоматика», выполненная на микропроцессорных элементах.

Данная релейная защита является основной для защиты силового трансформатора. Расчет дифференциальной защиты ведется по [13]

6.1 Общие расчеты

Номинальный ток сторон силового трансформатора для первичных расчетов:

$$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}} \quad (6.1)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$U_{ном.ср}$ – средненоминальное напряжение стороны трансформатора

Далее следует расчет вторичных токов сторон, с учетом номинальных токов сторон силового трансформатора:

$$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I} \quad (6.2)$$

где K_I – коэффициент трансформации трансформатора тока

Рассчитанные ток принимаются как базисные токи соответствующих сторон трансформатора и задаются через уставки (для вторичного тока, равного 5А, базисные токи обычно измеряются в пределах 1.00-10.00А. Все расчеты базисных величин (токов) приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет выбора уставок.

Наименование величины	Обозначение и методика определения	Сторона ВН трансформатора	Сторона НН трансформатора
Первичный ток на сторонах трансформатора	$I_{ном.перв} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ф}}$	$I_{ном.перв} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$	$I_{ном.перв} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1751,6$
Коэффициент трансформации	K_I	300/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	$I_{ном.втор} = \frac{201}{(300/5)} = 3,35 \text{ А}$	$I_{ном.втор} = \frac{1751,6}{(2000/5)} = 4,4 \text{ А}$
Значения уставок	$I_{баз.ВН}, I_{баз.НН}$	3,5	4,4
Размах РПН, %		16	

6.2 Расчет дифференциальной защиты ДЗТ-1

Отстройка от резкого увеличения тока намагничивания рассчитывается по соблюдению следующего условия:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 6 \quad (6.3)$$

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ

Отстройка от таких токов рассчитывается по методике [13]:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = K_{отс} K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс} \quad (6.4)$$

где $K_{нб}$ – коэффициент небаланса

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки

Расчет уставки ДЗТ-1 сведен в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор уставок для ДЗТ-1

Параметр	Обозначение	Значение
Максимальный ток внешнего короткого замыкания на стороне НН, А	$I_{кз.вн.макс}$	1751,6
Расчетный ток внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора	$\frac{I_{кз.вн.макс}}{I_{ном.вн}}$	$\frac{1751,6}{201} = 8,7$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$	$1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,7 = 7,8 \approx 8$
Принятое значение уставки	$(4.0-30.00)I_{баз}$	8

6.3 Расчет дифференциальной защиты ДЗТ-2

Базовая уставка срабатывания дифференциальной защиты рассчитывается по [13]:

Уставка рассчитывается по отстройке от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (6.5)$$

где $K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч}$ – расчетный ток небаланса в необходимом режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса рассчитывается при условии использования коэффициентов переходного режима, и однотипности трансформаторов тока[13]:

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (6.6)$$

где $K_{пер} = 2,5$ – коэффициент для учета переходного режима;

$K_{одн} = 1.0$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – значение погрешности ТТ

$\Delta U_{РПН} = 0,08$ – размах РПН

$\Delta f_{добав} = 0,04$ – погрешность задания токов сторон трансформатора

Далее рассчитывается коэффициент торможения.

Коэффициент торможения обеспечивает несрабатывание дифференциальной защиты при прохождении сквозных токов короткого замыкания. Перед расчетом коэффициента торможения, необходимо рассчитать коэффициент снижения тормозного тока, его расчет необходим, для того, чтобы реле не сработало при прохождении сквозного тока [13]:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})} \quad (6.7)$$

Далее рассчитывается коэффициент торможения, выраженный в процентах:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}} \quad (6.8)$$

Расчет чувствительной дифференциальной токовой отсечки ДЗТ-2 сведен в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет уставок ДЗТ-2

Параметр	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса при прохождении номинального тока трансформатора, А	$I_{нб.расч}$	0,37
Выбор уставки срабатывания	$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}$	0,48
Принятое значение уставки	Диапазон (0.3-1.0) $I_{баз}$	Принимается 0.5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т}$	0,8
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{торм}$	60,6
Принимаемая уставка коэффициента торможения	Диапазон (10-100)%	61

7 Система оперативного тока на подстанции «Краснопутиловская»

Система оперативного тока на подстанции «Краснопутиловская» представлена как использованием источников постоянного тока, в виде КСОПТ производства ЗАО «Конвертор» [14], подключенных к ней аккумуляторных батарей, а также резервированием трансформатора собственных нужд с выпрямительным устройством, который подключен непосредственно к выводам низкого напряжения силового трансформатора, и производит постоянную подзарядку батарей.

В соответствии с [14] аккумуляторные батареи должны иметь срок службы не менее 20 лет. Следуя этим требованиям выбираем аккумуляторные батареи PowerCycle 12V PC12/180 FT производства немецкой фирмы Sonnenshein, в количестве 100 штук.

Питание цепей оперативного постоянного тока с резервированием через трансформатор собственных нужд требует достаточно больших вложений средств, но является возможно самым надежным решением для постоянной работы устройств релейной защиты даже при отсутствии питания в силовой цепи.

Система оперативного постоянного тока, присутствующая на подстанции, питает несколько важных потребителей:

- 1) Аварийное освещение;
- 2) Релейная защита;
- 3) Устройства измерения и фиксации данных;
- 4) Устройства программного обеспечения «НЕВА»

8 Расчет собственных нужд подстанции «Краснопутиловская»

Расчет потребителей и суммарной мощности приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Устройства, подключенные к трансформатору собственных нужд.

Потребитель	Установленная мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов	10
Обогрев приводов элек. выключателя	16
Обогрев шкафов КРУ	12
Обогрев релейного шкафа	2
Обогрев аккумуляторной	7
Обогрев маслохозяйства	35
Освещение ОРУ 110 кВ	6
Заводка пружин приводов выключателей 110 кВ	9
Освещение КРУ 6 кВ	7
АСКУЭ	0,5
Отопление КРУ 6 кВ	60
Привод РПН трансформатора	2,2
Освещение аккумуляторной	3
Ремонтные нагрузки	20
Итого	189,7 кВт

Учитывая коэффициент загрузки $K_3 = 0,9$; рассчитываем потребляемую мощность собственных нужд [10, 11]:

$$S_n = \frac{S_{сн}}{K_3 \cdot n \cdot \cos \varphi} \quad (8.1)$$

$$S_n = \frac{189,7}{0,7 \cdot 2 \cdot 0,9} = 150,6 \text{ кВА}$$

К установке принимается 2 трансформатора ТМ(Г) – 200 кВА.

9 Расчет заземления для подстанции «Краснопутиловская»

Заземление – намеренное соединение тех частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением в следствии различных ситуаций, с землей. Заземление существует искусственное и естественное. Их различия в том, что соответственно искусственное выполняется вкапыванием заземлителей, которыми выступают обычно металлические уголки, либо специальные круглые трубы, а естественное – это наличие заземлителей, напрямую не предназначенных для использования их в данном случае, такими могут выступать, например железобетонные фундаменты зданий. Арматура, используемая в этих конструкциях соединяется с электроустановками, и выступает в качестве естественного заземлителя.

Главная задача заземления – обеспечение защиты персонала, от поражения электрическим током при появлении разницы потенциалов на открытых частях электроустановок. Главный параметр, которым характеризуется электробезопасность – предельно допустимое напряжение прикосновения. Значения этого параметра приведены в таблице в [18, 19]. Также важной функцией заземления является надежное заземление устройств молниезащиты, и ограничителей перенапряжений.

Один из важных критериев является то, что все постройки и сооружения на электрической подстанции должны быть соединены в одно общее заземляющее сооружение.

Согласно [5] максимальное сопротивление заземляющего контура на электрических подстанциях 110 кВ и выше должно составлять не более $R_{з, доп} = 0,5 \text{ Ом}$.

Расчет устройств заземления ведется, следуя рекомендациям из [5, 18, 19]. Данные, берущиеся за основу расчета, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Начальные данные для расчета заземления

Название	Значение
Площадь подстанции S, м ²	1200 м ² (30м x 40м)
Грунт однородный, чернозем с $\rho_{в.с.}$, Ом·м	20
Глубина заложения стержней от верхнего слоя земли, м	5
Время действия релейной защиты, с	0,1/0,02
Значение однофазного тока КЗ, кА	10,05

Определяется предельное напряжение на заземлителе при времени срабатывания релейной защиты и отключения выключателя $\tau = t_{p.z.} + t_{o.с.} = 0,1 + 0,02 = 0,12$ с:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}} \quad (9.1)$$

где $U_{np.дон} = 500$ В – напряжение прикосновения, определяемое по τ в [18].

k_{II} – коэффициент прикосновения;

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (9.2)$$

где $l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_T = 280$ м – длина горизонтального заземлителя;

$a = 5$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

$M = 0,5$ – коэффициент однородности грунта [15];

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{в.с.}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

- коэффициент для сопротивления

человека ;

Рассчитываем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{500}{\left(\frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 280}{5 \cdot \sqrt{1200}} \right)^{0,45}} \right)} = \frac{500}{0,17} = 2778 \text{ В}$$

Полученное значение является меньше напряжения, указанного в [18] и равного 10 кВ.

По [15] рассчитываем допустимое сопротивление сложного заземлительного устройства:

$$R_{3.\text{дон}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (9.3)$$

$$R_{3.\text{дон}} = \frac{2778}{10054} = 0,27 \text{ Ом}$$

Сопротивлению заземляющего устройства требуется соответствовать следующему условию:

$$R_3 < R_{3.\text{дон}} \quad (9.4)$$

Число ячеек по каждой стороне расчетной модели заземлителя рассчитывается по [19]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (9.5)$$

$$m = \frac{280}{2 \cdot \sqrt{1200}} - 1 \approx 3$$

Длина полос в расчетной модели рассчитывается исходя из рекомендаций в [19]:

$$L_2' = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (9.6)$$

$$L_2' = 2 \cdot \sqrt{1200} \cdot (3 + 1) = 146,4 \text{ м}$$

Длина стороны каждой ячейки сетки заземления:

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

$$b = \frac{\sqrt{1200}}{3} = 11,54 \text{ м}$$

Число вертикальных труб, расположенных в крайних сторонах ячеек сетки заземления:

$$n_{\text{г}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{Б}}} \quad (9.8)$$

$$n_{\text{г}} = \frac{\sqrt{1200} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 27,68 \approx 28$$

Общий объем трубы, необходимой для создания заземления:

$$L_{\text{г}} = l_{\text{г}} \cdot n_{\text{г}} \quad (9.9)$$

$$L_{\text{г}} = 5 \cdot 28 = 140 \text{ м}$$

Относительная глубина заложения вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$\frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}} \quad (9.10)$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1200}} = 0,15 > 0,1$$

Общее сопротивление сложного заземлителя рассчитывается исходя из [19]:

$$R_{\text{з}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{з}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{з}}}{L_2 + L_{\text{г}}} \quad (9.11)$$

где $A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}}) = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1200}}) = 0,164$

$\rho_{\text{з}} = \rho = 84 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - удельное сопротивление грунта

$$R_{\text{з}} = 0,164 \cdot \frac{84}{\sqrt{1200}} + \frac{84}{280 + 140} = 0,6 \text{ Ом}$$

По полученным значениям сравниваются:

$$R_{\text{з}} < R_{\text{з, доп}} \quad (9.12)$$

$$0,6 \text{ Ом} < 0,27 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление сложного $R_{\text{з}}$ больше допустимого сопротивления

$R_{з.доп}$.

Из приведенных выше расчетов находится напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_n \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (9.12)$$

$$U_{np} = 0,17 \cdot 10,05 \cdot 0,6 = 1025 \text{ В}$$

Что намного больше допустимого значения в 500 В.

Необходимо принять комплекс специальных мер по уменьшению значения напряжения допустимого прикосновения, как один из вариантов использовать гравий, с высоким удельным сопротивлением.

Принимаем подсыпку гравием толщиной 0,2 м по всей территории подстанции для увеличения сопротивления. Удельное сопротивление гравия $\rho_{в.с.} = 3000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Исходя из этих данных и применяя рекомендации из [17, 19] рассчитываем:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_{в.с.}} \quad (9.13)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18$$

Как и выше ведем расчет по коэффициенту прикосновения:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_g}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (9.14)$$

$$k_n = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 280}{5 \cdot \sqrt{1200}} \right)^{0,45}} = 0,04$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{500}{0,04} = 12500 \text{ В}$$

Максимально допустимое сопротивление заземлителя:

$$R_{з.доп} = \frac{U_3}{I_3} \quad (9.15)$$

$$R_{з.доп} = \frac{12500}{10054} = 1,24 \text{ Ом}$$

Предельно допустимое напряжение прикосновения по приведенной выше формуле считаем с данными, полученными при использовании гравия:

$$U_{np} = k_n \cdot I_з \cdot R_з \quad (9.16)$$

$$U_{np} = 0,04 \cdot 10,05 \cdot 1,24 = 498,5 \text{ В}$$

что меньше допустимого значения в 500 В.

Из приведенных выше расчетов можно увидеть, насколько эффективна подсыпка гравием на территории открытого распределительного устройства.

10 Молниезащита подстанции «Краснопутиловская»

Все постройки и установленное электрооборудование необходимо защитить, с требуемой степенью надежности, от прямых ударов молнии специальными устройствами – молниеотводами.

Молниеотводы существуют двух видов: изготовленные в виде троса, и в виде стержня.

Вся молниезащита на подстанции производится двумя порталными молниеотводами, высотой $h = 19$ м, которые обеспечивают покрытие всей зоны подстанции

10.1 Расчет молниеотводов

Расчет ведется по методикам из [15, 17]. Надежность защиты для подстанции $P_3 = 0.9$

Высота верхней точки конуса порталного молниеотвода определяется по формуле, представленной ниже:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (10.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м}$$

Радиус защитного контура данного молниеотвода рассчитывается по выражению:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (10.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 19 = 22,8 \text{ м}$$

Зона защиты между двумя порталными молниеотводами, определяется исходя из выражения:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0 \quad (10.3)$$

где по [17] $L_{\max} = 5,75 \cdot h = 5,75 \cdot 19 = 109,25$ м – максимальное расстояние между молниеотводами

$$L_c = 2,5 \cdot h = 2,5 \cdot 19 = 47,5 \text{ м} - \text{расчетное расстояние между}$$

молниеотводами

$L = 27,2$ м – фактическое расстояние между молниеотводами.

$$h_c = \frac{109,25 - 27,2}{109,25 - 47,5} \cdot 16,15 = 21,46 \text{ м}$$

Самая большая полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на уровне h_x определяется по выражению:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.4)$$

где $h_x = 3,5$ м – самая большая высота защищаемого сооружения.

$$r_x = \frac{22,8 \cdot (16,5 - 3,5)}{16,5} = 17,96 \text{ м}$$

Длина горизонтального сечения l_x на уровне $h_x < h_c$:

$$l_x = L / 2 \quad (10.5)$$

$$l_x = 27,2 / 2 = 13,6 \text{ м}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами на уровне $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (10.6)$$

$$r_{cx} = \frac{22,8 \cdot (21,46 - 3,5)}{21,46} = 19,08$$

Схема полной молниезащиты и заземления представлены в приложении

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Экономический расчет типа, числа и мощности силовых трансформаторов, подтвержденный технологическим обоснованием, показал, что силовые трансформаторы, установленные на подстанции «Краснопутиловская» типа ТРДН-25000, нуждаются в замене по истечению срока эксплуатации и недостатка мощности на трансформаторы ТРДН-40000.

Электрическая схема, по которой эксплуатировалась подстанция последние 28 лет показала свою надежность и безопасность, поэтому не требует каких-либо изменений. Схема ОРУ – 110 кВ - №110-4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», схема ЗРУ – 6 кВ - №10(6) – 2 – «Две, секционированные выключателем, системы шин».

Полученный по расчетам, представленным в пункте 4, ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ составляет 17,05 кА, а двухфазный ток короткого замыкания - 13,63 кА.

Согласно цели выпускной квалификационной работы, электрическая часть понизительной подстанции «Краснопутиловская» - 110/6 кВ была полностью реконструирована и модернизирована. На стороне 110 кВ были заменены устаревшие выключатели МКП-110 на современные элегазовые выключатели АВВ ЛТВ145D1/В со встроенными трансформаторами тока ИМВ 110, устаревшие разъединители заменены на РДЗ-110/1000 УХЛ1, а так же заменены все гибкие проводники на АС 185/29, опорные и натяжные изоляторы заменены на ЛК70/110. На стороне ЗРУ – 6 кВ имеющиеся ячейки заменены на сборные ячейки Schneider Electric, с выключателями Schneider Electric Evolis 6 kV, с трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ-6 и трансформаторами напряжения 3хЗНОЛ-СЭЩ-6 со встроенными предохранителями, имеющие соединение через алюминиевые шины АДЗ1Т 120x8 мм, все изоляторы заменены на опорные ИОР-6-7,5; Кабели были заменены на антикоррозионные ПвКПг сечением 240 мм². Всё оборудование

и проводники проверены по термическим и электрическим стойкостям к токам коротких замыканий.

Вся релейная защита на подстанции выполнена микропроцессорными блоками «СИРИУС-Т»

Система оперативного тока на подстанции представлена постоянным током с напряжением 220 В с постоянной подзарядкой от трансформатора собственных нужд через зарядно-выпрямительное устройство.

Собственные нужды подстанции представлены двумя трансформаторами ТМГ-200/6.6/0.4.

Полностью рассчитано заземление и молниезащита подстанции. Заземление выполнено трубами, с диаметром 60 мм с горизонтальными полосами 50x4 по всему периметру подстанции. Молниезащита представлена двумя порталными молниеотводами, высотой 19 м, обеспечивающими надежную защиту от прямых ударов молнии. Схема молниезащиты представлена в приложении В.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Пилипенко, О.И. Выбор силовых трансформаторов. Методические указания. [Текст] : методическое пособие для вузов / под ред. О.И. Пилипенко – Оренбург : ГОУ ОГУ, 2011 – 15 с.
- 2 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые [Текст]. – Введ. 2007-04-09. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, ФГУП ВЭИ, 2007. – 48 с.
- 3 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания [Текст]. – Введ. 2007-07-12. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2007. – 44 с.
- 4 ГОСТ 14209-85 (ИУС 6-2008). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Текст]. – Введ. 1985-07-01. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2008. – 38 с.
- 5 Правила устройства электроустановок [Текст] : (ПУЭ). – [7-е изд.]. – М. : Мин. Энерг. России, 2012. – 330 с.
- 6 Быков, Е.И. Электроснабжение метрополитенов. Устройство, эксплуатация и проектирование [Текст] : учебн. пособие / под ред. Е.И. Быков– [3-е изд.]. – М. : Транспорт, 2011. – 431 с.
- 7 Хныков, А. В. Теория и расчет трансформаторов источников вторичного электропитания [Текст] : учебн. пособие / под ред. А.В. Хныков – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : СОЛОН-Пресс - 2013. – 128 с.
- 8 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Текст]. – Введ. 2008-07-02. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2008. – 54 с.
- 9 Булычев, А.В. Оценка финансовых параметров НИОКР [Текст] / А.В. Булычев // Новости Электротехники, 2015. - № 5.

10 Григорьева, Е.В. Методика расчета расхода электроэнергии на собственные нужды и потерь электроэнергии при производстве и поставке электроэнергии электрическими станциями на оптовый рынок [Текст] : методика / Е.В. Григорьева – М. : ОАО «АТС», 2011.

11 Кудрин, Б.И. Электроснабжение : учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И. Кудрин. — М. : Издательский центр «Академия», 2012. — 2-е изд., перераб. и доп. — 352 с.

12 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Текст] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 : ввод в действие 20.12.2007. – М. : ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

13 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «СИРИУС-Т» [Текст] : разработчик и изготовитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» научно производственное предприятие. – М. : 2013. – 9 с.

14 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования [Текст] : СТО 56947007- 29.120.40.041-2010: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 29.03.2010 № 191 : ввод в действие 29.03.2010. – М. : ФСК ЕЭС, 2010. – 20 с.

15 Проектирование электрических станций и подстанций : методические указания к курсовому проектированию / сост. Ю. П. Свиридов, С. М. Пестов. – Ульяновск : УлГТУ, 2012. – 26 с..

16 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. [Текст]: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.: ил.

17 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и промышленных коммуникаций [Текст] : СО 153-34.21.122-2003: утв. приказом Министерства Энергетики России 30.07.2003 : ввод в действие 30.07.2003. – М. : Изд-во ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 31 с.

18 ГОСТ 12.1.038 – 2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Текст]. –Внед. 1984-07-01. –М. : ИПК Издательство стандартов, 2001. –8 с.

19 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст] : СТО 56947007-29.130.15.114-2012: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 03.02.2012 : ввод в действие 03.02.2012. – М. : ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.

20 Российская Федерация. Законы. Об электроэнергетике [Текст]: федер. закон : [принят Гос. Думой 21 февраля 2003 г. : одобр. Советом Федерации 12 марта 2003 г.]. – М. : Кремль, 2003. – 62 с.

21 Дорохин, Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Техническое обслуживание устройств релейной защиты [Текст] : практ. пособие / Е.Г. Дорохин. – Краснодар. : Изд-во «Советская Кубань», 2014. – 448 с.

22 Catalogue. Evolis circuit breakers up to 24 kV [Text] / Schneider Electric Industries. 2014. – URL: http://download.schneider-electric.com/files?&p_File_Name=AMTED307011EN_web.pdf (дата обращения 15.03.17)

23 Odođlu, H. Guidelines to power transformer type, routine and special tests [Text] / BEST Elektromekanik Sanayi Tesisleri. A.Ş. /2009. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-type-routine-special-tests> (дата обращения 11.03.17)

24 Ganesan, S. Selection of current transformers & wire sizing in substations [Text] / ABB Inc. 2016. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/current-transformers-wire-sizing> (дата обращения 16.03.17)

25 Olsen, T. Use of Latched Contactors to Switch Transformers [Text] / Siemens MV. 2012. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/latched-contactors-switch-transformers> (Дата обращения 15.03.17)

26 Marchi M., Leonhardt G., Rivetti G. SF6 or Vacuum MV Circuit Breaker? [Text] / ABB Inc. 2015. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/sf6-vacuum-mv-cb> (Дата обращения 15.03.17)

27 Rockefeller G., Transformer Protection application guide [Text] / Basler Electric. 2013. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-protection-application> (Дата обращения 1.04.17)

28 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2013 – 448 с.

29 Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов. – Ставрополь: АГРУС, 2014.-70 с.

30 Номенклатурный каталог выпускаемого оборудования [Текст] – Тольятти.: ООО «Тольяттинский трансформатор», 2013 – 54 с.

Приложение А



Приложение А.1 – Выключатель АBB LTB145D1/В

Приложение А.2 - Технические характеристики выключателя АBB LTB145D1/В по стандартам МЭК

Наименование выключателя	ABB LTB145D1/В
Номинальное напряжение, кВ	115
Номинальная частота, Гц	50/60
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	650
Удельная длина пути утечки, мм/кВ	25
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения КЗ, кА	40
Коэффициент первого отключающего полюса	1,5
Пик тока включения, кА	100/104
Длительность КЗ, с	3
Собственное время включения, мс	<40

Продолжение продолжения А.2

Собственное время отключения, мс	22
Время бестоковой паузы, мс	300
Номинальные циклы операций	О–0,3 с–ВО–3 мин–ВО или ВО–15 с– ВО

Приложение Б

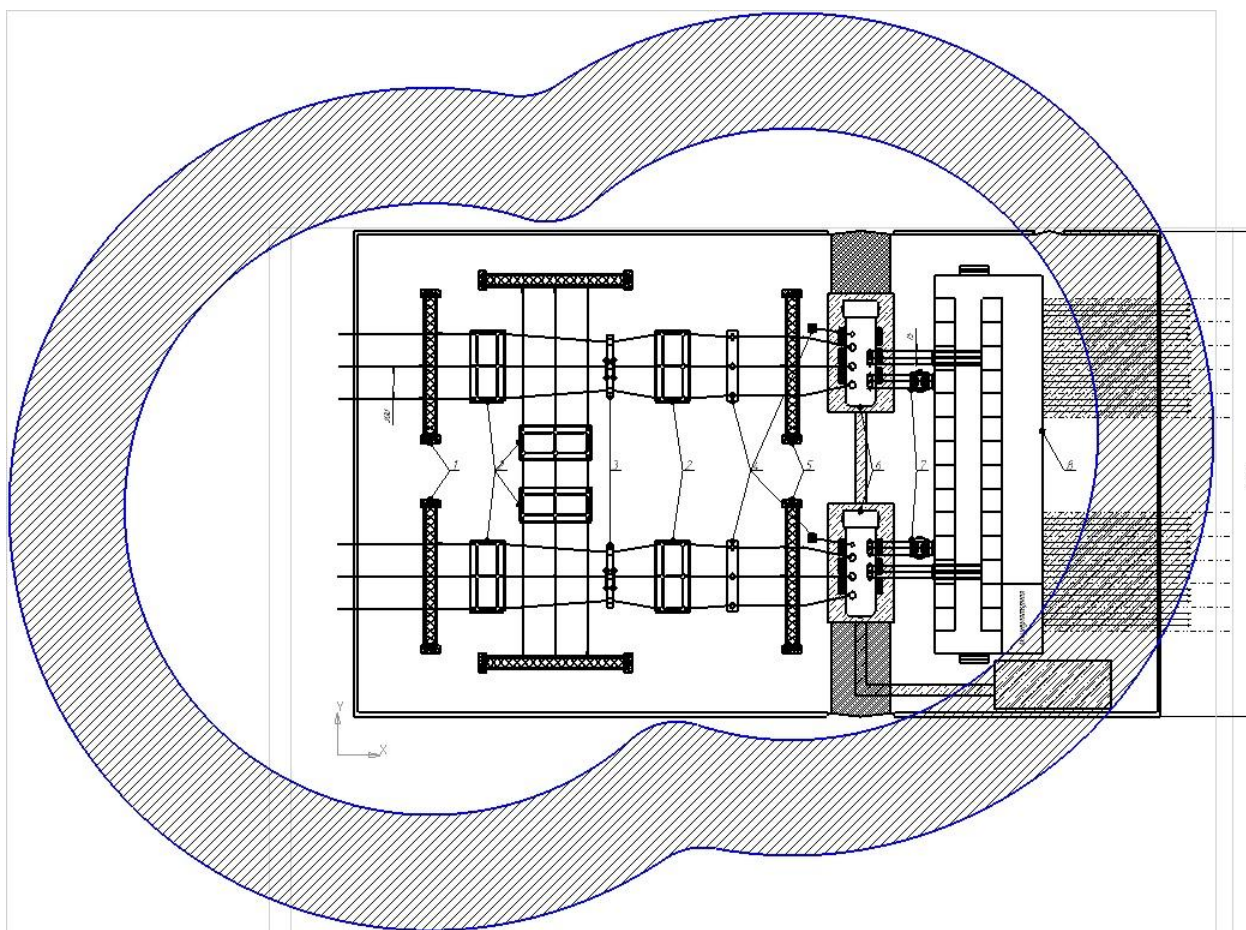
Приложение Б.1 – Расчет потерь электроэнергии в ТРДН-40000/110

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.н1i}$	$k_{з.н2i}$	$\Delta W_{к.вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н1,2i}$, кВт·ч
1	50000	25000	25000	2	660	59400	1,25	0,63	0,63	13509	91265
2	48000	24000	24000	2	1330	119700	1,2	0,6	0,6	25089	169495
3	41000	20500	20500	2	1000	90000	1,08	0,52	0,52	13763	92980
4	38000	19000	19000	2	1000	90000	0,95	0,48	0,48	11822	79871
5	31000	15500	15500	2	660	59400	0,78	0,39	0,39	4720	36145
6	30000	15000	15000	2	1330	119700	0,75	0,38	0,38	9800	66209
7	28500	14250	14250	2	1000	90000	0,71	0,36	0,36	6650	44927
8	20500	10250	10250	2	1000	90000	0,51	0,26	0,26	3440	23245
9	17500	8750	8750	2	760	34200	0,44	0,22	0,22	3811	25747
						$\Sigma \Delta W_{xi} =$ 752400				$\Sigma \Delta W_{к.пс} = 722488$	
										$\Delta W_{пс} = \Sigma \Delta W_{к.пс} +$ $\Sigma \Delta W_{xi} = 1474888$	

Приложение Б.2 – Расчет потерь электроэнергии в ТРДН-63000/110

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3,Bi}$	$k_{3,H1i}$	$k_{3,H2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Н1,2i}$, кВт·ч
1	50000	25000	25000	2	660	71148	0,8	0,4	0,4	8592	57099
2	48000	24000	24000	2	1330	143374	0,76	0,38	0,38	15958	106042
3	41000	20500	20500	2	1000	107800	0,65	0,32	0,32	8754	58172
4	38000	19000	19000	2	1000	107800	0,6	0,3	0,3	7520	49970
5	31000	15500	15500	2	660	73304	0,49	0,25	0,25	3403	22614
6	30000	15000	15000	2	1330	143374	0,47	0,24	0,24	6233	41423
7	28500	14250	14250	2	1000	107800	0,45	0,23	0,23	4230	28108
8	20500	10250	10250	2	1000	107800	0,32	0,14	0,14	2188	14543
9	17500	8750	8750	1	760	40964	0,28	0,14	0,14	2424	16108
						$\Sigma \Delta W_{xi} =$ 903364				$\Sigma \Delta W_{к.пс} = 453388$	
										$\Delta W_{пс} = \Sigma \Delta W_{к.пс} +$ $\Sigma \Delta W_{xi} = 1356752$	

Приложение В



Приложение В.1 – Схема молниезащиты подстанции