

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
110/35/6 кВ "Омичка"

Студент	<u>А.М. Давлетбаев</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>О.В. Самолина</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой	<u>д.т.н., профессор, В.В. Вахнина</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
« _____ »	_____	2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Омичка».

Для проведения реконструкции объекта проведен анализ текущего состояния оборудования и степени загрузки. Полученные значения коэффициентов загрузки силовых трансформаторов показали, что необходимо выполнить замену силовых трансформаторов. На основании проведенного технико-экономического сравнения были выбраны силовые трансформаторы, оптимально удовлетворяющие критерию выбора – минимальные затраты.

Для выбора оборудования подстанции был проведен расчет токов короткого замыкания, исходя из результатов которого выбраны выключатели в цепях силовых трансформаторов и линий. Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок дифференциальной микропроцессорной защиты силового трансформатора.

Для защиты объекта от атмосферных перенапряжений, выбраны и рассчитаны точки установки, количество и высота молниеприемников.

Пояснительная записка ВКР состоит из 55 листов, 8 рисунков и 20 таблиц.

Графическая часть работы, включающая в себя электрическую схему подстанции до и после реконструкции, план и разрез подстанции, а также установочные чертежи оборудования представлена на шести листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Характеристика объекта	7
2 Выбор мощности и типа силового трансформатора	9
2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции	9
2.2 Выбор вариантов замены силовых трансформаторов.....	12
3 Расчет токов короткого замыкания	24
3.1 Расчет симметричных ТКЗ.....	24
3.2 Расчет несимметричных ТКЗ.....	27
4 Выбор электрических аппаратов	31
4.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	31
4.2 Выбор разъединителей	35
4.3 Выбор трансформатора тока.....	36
4.4 Выбор трансформатора напряжения.....	41
4.5 Выбор ограничителей перенапряжения.....	42
5 Расчет системы собственных нужд подстанции «Омичка».....	44
6 Расчёт заземления подстанции «Омичка»	46
7 Молнезащита подстанции «Омичка».....	49
8 Релейная защита подстанции	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	55

ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) представляет собой сложную систему, включающую в себя различные элементы. Элементами единой электроэнергетической системы являются трансформаторные подстанции, электрические станции, линии связи. Каждый элемент единой электроэнергетической выполняет определенные функции.

Электрические станции – служат для выработки электрической энергии. В настоящее время в ЕЭС функционируют различные типы электрических станций: атомные, тепловые, гидроэлектростанции и т.д. Широкое распространение, в последнее время, получили электрические станции на возобновляемых ресурсах – ветроэлектростанции и солнечные электростанции.

Трансформаторные подстанции – это электроустановки служащие для преобразования и распределения электрической энергии. В состав трансформаторных подстанций входят распределительные устройства и преобразовательные трансформаторы. Распределительное устройство – это электроустановка предназначенная для приема и распределения электрической энергии. Силовые преобразовательные трансформаторы необходимы для преобразования электрической энергии одного класса напряжения в другой, поэтому трансформаторные подстанции могут выполняться повышающими – когда на подстанции установлены повышающие трансформаторы или понижающими – когда на подстанции установлены понижающие трансформаторы.

Кроме того, подстанции (ПС) могут играть определенную роль в ЕЭС, а место их установки и подключения в ЕЭС определяет тип подстанции. Поэтому подстанции могут быть концевыми (тупиковыми), на ответвлении, узловыми, проходными и т.д. Каждый тип ПС требует определенных схемных решений, в частности схем распределительных устройств.

Развитие ЕЭС России происходило поэтапно, поэтому основная часть подстанций строилась в одно и то же время. Основная часть ПС была

построена в 50-60 годах 20 века. Согласно данным из ежегодных отчетов АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») в девяностые годы 20 века, наблюдался спад по потреблению электрической энергии и мощности в целом по всей энергосистеме России. Это было обусловлено спадом различных отраслей промышленности и сельского хозяйства. Такой спад в электропотреблении позволил электроэнергетической отрасли не вести широкомасштабных реконструкций объектов электросетевого комплекса в том числе и подстанций. Согласно, тем же данным АО «СО ЕЭС», потребление в ЕЭС России достигло своих значений, начала 90-ых годов только к 2010-2012 годам.

Продолжающийся рост промышленности, сельского хозяйства и как следствие рост благосостояния населения влечет за собой увеличение электропотребления по всей ЕЭС России. Того запаса мощности, уже недостаточно, поэтому необходимо проводить комплексную реконструкцию и строительство новых объектов электросетевого комплекса и объектов генерации.

Тема выпускной квалификационной работы (ВКР) актуальна, так как направлена на разработку проекта реконструкции электрической части подстанции. При этом рассматривается вопрос не просто замены физически и морально устаревшего оборудования, но и увеличение мощности подстанции и получение возможности подключения новых потребителей.

Целью ВКР является – разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Омичка»

Согласно поставленной цели в работе предлагается выполнить решение следующих задач:

1. Проанализировать текущее состояние объекта;
2. Выбрать и рассчитать оборудование подстанции;
3. Рассмотреть вопросы защиты оборудования подстанции от аварийных ситуаций.

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо использовать современные методики проектирования. Использовать только современные виды оборудования. При выборе оборудования основываться на нормативных документах ПАО «Россети». Учитывать климатическое исполнение оборудования и вопросы перспективного развития питаемого района. Так же принимать во внимание категории надежности электроснабжения отдельных потребителей.

1 Характеристика объекта

Электрическая подстанция 110/35/6 кВ «Омичка» расположена в Ханты-Мансийском автономном округе — Югра, Сургутский район, Когалымское м/р. Подстанция была введена в эксплуатацию в 1989 году. Подстанция «Омичка», является узловой подстанцией и осуществляет электроснабжение потребителей на напряжении 35 и 6 кВ. План расположения подстанции представлен на рисунке 1.1. Общая площадь территории подстанции составляет порядка 2400 м². На территории подстанции расположено открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ, ОРУ 35 кВ, а также закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 6 кВ. На территории подстанции расположено здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ), где размещены оборудование релейной защиты и автоматики, а также оборудованные помещения для работы и отдыха выездного и ремонтного персонала.



Рисунок 1.1 – План расположения электрической подстанции 110/35/6 кВ «Омичка»

В настоящее время, на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110/35/6. Подстанция находится в

ведении филиала АО "Тюменьэнерго" - Когалымские электрические сети. Текущее присоединение новых потребителей к подстанции «Омичка» 110/35/6 кВ закрыто. Это связано с загрузкой существующего оборудования и отсутствием свободной мощности для технологического присоединения. Согласно данным эксплуатирующей организации, текущая нагрузка подстанции «Омичка» составляет:

Для летнего максимума $S_{\max_{лето}} = 26,13$ МВА, а для зимнего максимума $S_{\max_{зима}} = 28,11$ МВА. Текущий коэффициент загрузки трансформаторов подстанции «Омичка»:

Для летнего максимума:

$$k_{з_{лето}} = \frac{S_{\max_{лето}}}{S_T} = \frac{26,13}{2 \cdot 16} = 0,816 \approx 0,8, \quad (1.1)$$

для зимнего максимума

$$k_{з_{зима}} = \frac{S_{\max_{зима}}}{S_T} = \frac{28,11}{2 \cdot 16} = 0,878 \approx 0,9, \quad (1.2)$$

где S_T - номинальная мощность силового трансформатора (МВА), для данной подстанции мощность трансформатора равна 16 МВА.

Полученные значения коэффициента загрузки силового трансформатора показали, что максимальный коэффициент загрузки равен 0,9. В случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов коэффициент аварийной перегрузки будет:

$$k_{з_{аварийный}} = \frac{S_{\max_{зима}}}{S_T} = \frac{28,11}{16} = 1,75.$$

Такое значение коэффициента аварийной перегрузки превышает установленное значение 1,4. Поэтому требуется в проекте реконструкции подстанции рассмотреть возможность замены силовых трансформаторов, которая повлечет за собой замену коммутационной аппаратуры, измерительных трансформаторов и т.д.

2 Выбор мощности и типа силового трансформатора

Для определения требуемой мощности силового трансформатора необходимо выполнить расчет и анализ годового графика загрузки подстанции, а также провести технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов разной мощности. Критерием оптимального выбора мощности силового трансформатора является минимум приведенных затрат.

2.1 Анализ годового графика загрузки подстанции

Годовой график нагрузок подстанции, строится по полной мощности со стороны ВН. Построение годового графика выполнено согласно данным полученным от эксплуатирующей организации.

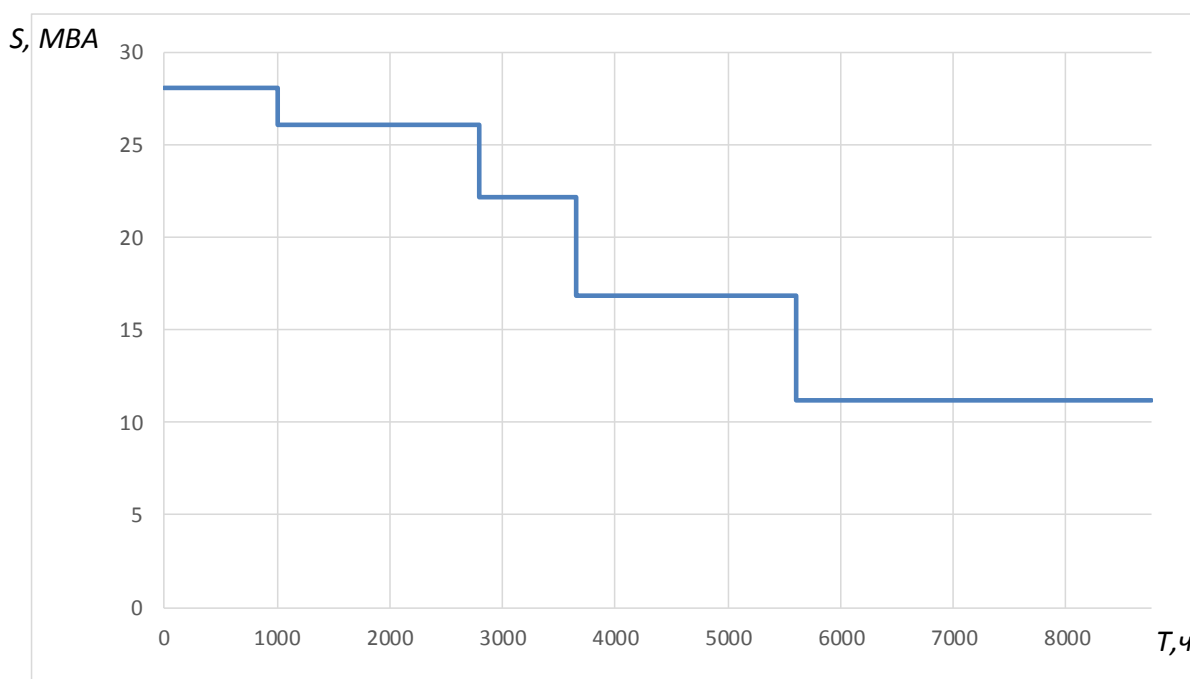


Рисунок 2.1 – Годовой график полной мощности подстанции

Кроме графика полной мощности, для проведения технико-экономического сравнения необходимо построить годовой график активной мощности подстанции.

При построении годового графика активной мощности, для каждой i -той ступени годового графика полной мощности подстанции производится пересчет по выражению:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \quad (2.1)$$

где S_i - полная мощность i -той ступени годового графика нагрузки, $\cos \varphi$ - коэффициент мощности. Так как на подстанции не известно фактическое значение коэффициента активной мощности, то согласно нормативным документам, для сетей 110 кВ, он должен составлять 0.93. Тогда используя выражение 2.1 построим годовое графика активной мощности подстанции.

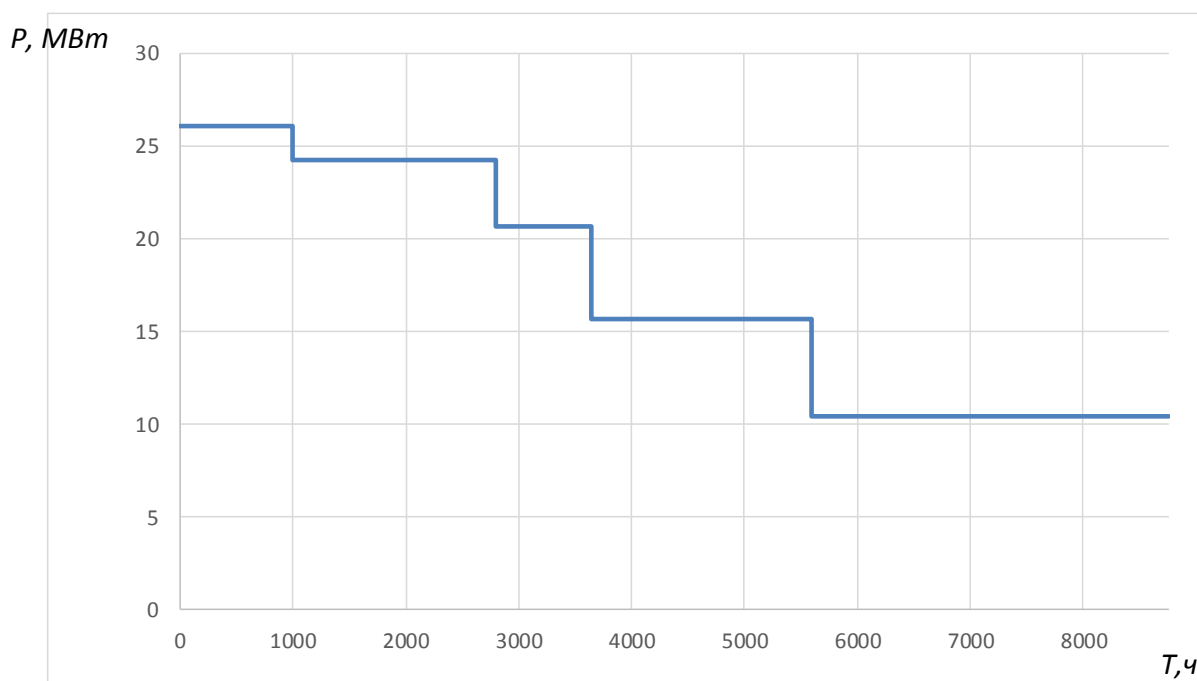


Рисунок 2.2 – Годовой график активной мощности подстанции

По годовому графику активной мощности определим годовое количество электрической энергии по подстанции. Для этого занесем значения каждой ступени годового графика активной мощности в таблицу 2.1.

Также в таблицу 2.1 внесем значения потребленной электрической энергии на каждой ступени подстанции и выполним сложение по выражению:

$$W_{ПС} = \sum W_n = \sum P_n \cdot t_n \quad (2.2)$$

Таблица 2.1 – Расчет потребления электрической энергии по подстанции

Длительность ступени годового графика нагрузки, ч	Активная мощность, МВт	Энергия, кВт*ч
1000	26,14	32677875
1800	24,30	20655765
1850	20,65	9706635,99
1950	15,69	18508748,4
3160	10,46	4182768
$W_{ПС}$, суммарное годовое значение энергии, кВт*ч		85731792,39

На рисунке 2.3 представлен годовой график реактивной мощности подстанции.

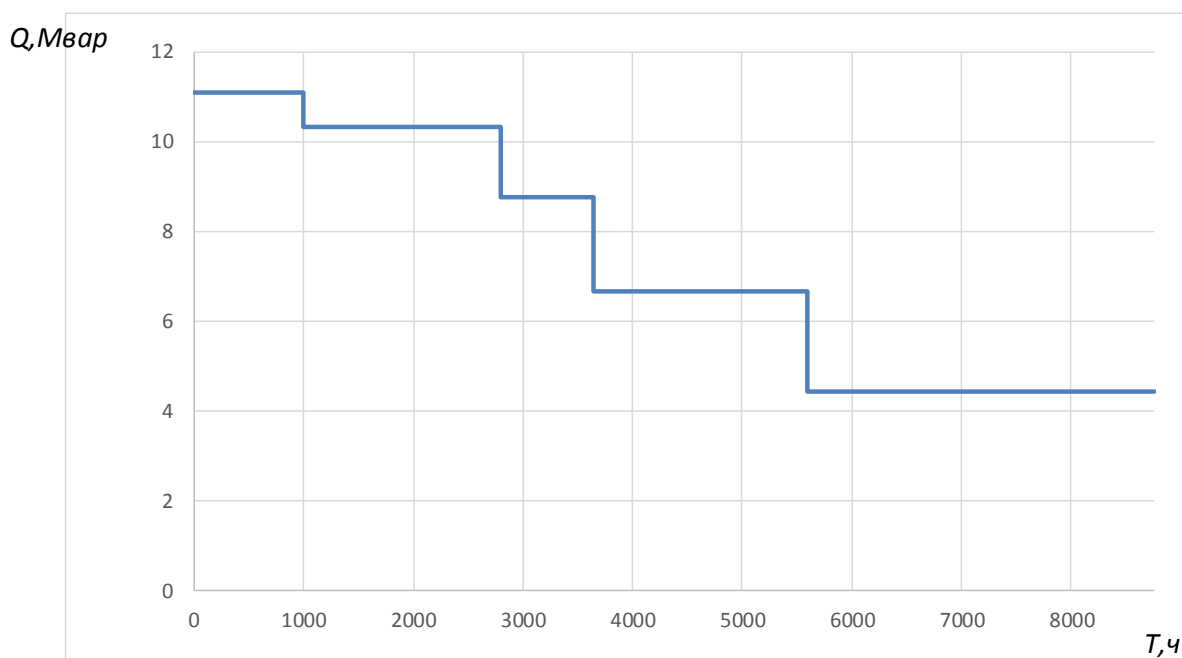


Рисунок 2.3 – Годовой график реактивной мощности

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max}} = \frac{85731792,39}{26140} = 3280 \text{ ч} , \quad (2.3)$$

где P_{\max} - максимальное значение активной мощности, определяется по годовому графику активной мощности, для подстанции «Ермаковская» значение $P_{\max} = 26,14 \text{ МВт} = 26140 \text{ кВт}$; $W_{ПС}$ - значение энергии подстанции полученное по выражению (2.2) $W_{ПС} = 85731792,39 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции «Ермаковская»:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{3280}{8760} = 0,37.$$

2.2 Выбор вариантов замены силовых трансформаторов

Для выбора варианта замены силового трансформатора воспользуемся выражением:

$$S_{\text{ном}_T} \geq \frac{S_{\max}}{K_{\text{пер}} \cdot n - 1} = \frac{28,11}{1,4 \cdot 2 - 1} = 20,07 , \text{ (МВА)} \quad (2.4)$$

где S_{\max} - максимальная полная мощность подстанции, равная 28,11 МВА; $K_{\text{пер}}$ - коэффициент аварийной перегрузки, равный 1,4; n - число трансформаторов устанавливаемых на подстанции.

Используя справочные данные и каталоги отечественных производителей выберем для сравнения два варианта силовых трансформаторов мощностью большей чем мощность $S_{\text{ном}_T}$ полученная в выражении (2.4).

Для первого варианта выберем силовой трансформатор производства ООО «Тольяттинский трансформатор» марки ТДТН 25000/110/35/6 кВ. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Паспортные данные ТДТН 25000/110/35/6 кВ

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Схема и группа соединения	Потери, кВт	Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %

	ВН	СН	НН	обмоток	холостого хода	короткого замыкания	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
25000	115	38,5	6,6	Y11 /Y11 /D- 0-11	21,0	130	10,5	17,5	6,5	0,31

Для второго (альтернативного) варианта выберем трансформатор большей мощности также производства ООО «Тольяттинский Трансформатор» марки ТДТН 40000/110/6 кВ. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Паспортные данные ТДТН 25000/110/35/6 кВ

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	ВН	СН	НН		холостого хода	короткого замыкания	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	
40000	115	38,5	6,6	Y11 /Y11 /D- 0-11	30,0	200	10,5	17,5	6,5	0,23

Рассмотрим первый вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 25000/110.

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,31}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ квар.} \quad (2.5)$$

где $i_{xx}(\%)$ – ток холостого тока трансформатора, %; $S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 75 = 24,75 \text{ кВт.} \quad (2.6)$$

где $k_{III} = 0,05$ кВт/квар – является коэффициентом изменения потерь.

Определим коэффициенты загрузки.

Для обмотки ВН:

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{28140}{25000} = 1,125. \quad (2.7)$$

Для обмотки СН:

$$k_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{16866}{25000} = 0,67. \quad (2.8)$$

Для обмотки НН:

$$k_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{20270}{25000} = 0,81. \quad (2.9)$$

где S_B, S_C, S_H – мощности подключенные к обмоткам ВН, СН и НН соответственно.

Потери активной мощности:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

где $P_{к.в}, P_{к.с}, P_{к.н}$ – потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток ВН, СН и НН соответственно.

Рассчитаем напряжение КЗ.

Для обмотки ВН:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) \quad (2.11)$$
$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%}.$$

Для обмотки СН:

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) \quad (2.12)$$
$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%}.$$

Для обмотки НН:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}) \quad (2.13)$$
$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%}.$$

По выражению (2.12) для обмотки СН напряжение КЗ получилось отрицательным, поэтому примем его равным $U_{к.с} = 0 \text{ \%}$.

Произведем расчет потерь реактивной мощности в режиме КЗ по выражению:

$$Q_{k,i} = \frac{U_{k,i}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} \quad (2.14)$$

По выражению (2.14) для обмотки ВН получим:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2686 \text{ квар.}$$

По выражению (2.14) для обмотки СН получим:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар.}$$

По выражению (2.14) для обмотки НН получим:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1688 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме КЗ.

Для обмотки ВН:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{III} \cdot Q_{к.в} = 65 + 0,05 \cdot 2686 = 199 \text{ кВт.} \quad (2.15)$$

Для обмотки СН:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{III} \cdot Q_{к.с} = 65 + 0,05 \cdot 0 = 65 \text{ кВт.} \quad (2.16)$$

Для обмотки НН:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{III} \cdot Q_{к.н} = 65 + 0,05 \cdot 1688 = 149 \text{ кВт.} \quad (2.17)$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + k_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (2.18)$$

$$P'_T = 24,75 + 1,59^2 \cdot 199 + 0,78^2 \cdot 65 + 0,81^2 \cdot 149 = 665,2 \text{ кВт.}$$

Потери энергии для трехобмоточного трансформатора определяются по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k,vi} + \sum \Delta W_{k,ci} + \sum \Delta W_{k,ni} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з,vi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot k_{з,ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot k_{з,ni}^2 \cdot T_i \quad (2.19)$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки; n_i – число трансформаторов ПС; T_i – продолжительность ступени графика нагрузки.

Расчеты по выражению (2.19) сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет потерь энергии при установке трансформатора ТДТН 25000/110

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки СН	Полная мощность для обмотки НН	Кол-во силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки СН	Коэффициент загрузки для обмотки НН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН
1	28110	16866	11244	2	1000	49500	1,1244	0,67464	0,44976	125795,4	14792,02	15070,16
2	26130	15678	10452	2	1800	89100	1,0452	0,62712	0,41808	195656,5	23006,85	23439,46
3	22206,9	13324,14	8882,76	2	850	42075	0,888276	0,532966	0,35531	66732,57	7846,946	7994,495
4	21082,5	12649,5	8433	2	1950	96525	0,8433	0,50598	0,33732	137981,8	16225	16530,08
5	16866	10119,6	6746,4	2	3160	156420	0,67464	0,404784	0,269856	143104,8	16827,4	17143,82
					8760	277200				669271,2	78698,22	80178,02
					Итого	1105347						

Рассмотрим второй (альтернативный) вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 40000/110.

Так как оба варианта, и первый и второй (альтернативный) подразумевают установку трехобмоточных трансформаторов, то методика расчета для второго (альтернативного) варианта будет аналогична первому варианту, расчет выполним по выражениям (2.5)-(2.19).

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{i_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 92 \text{ квар.}$$

где $i_{xx}(\%)$ – ток холостого тока трансформатора, %; $S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{III} \cdot Q_x = 30 + 0,05 \cdot 92 = 34,6 \text{ кВт.}$$

где $k_{III} = 0,05$ кВт/квар – является коэффициентом изменения потерь.

Определим коэффициенты загрузки.

Для обмотки ВН:

$$k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{28140}{40000} = 0,7.$$

Для обмотки СН:

$$k_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}} = \frac{16866}{40000} = 0,42.$$

Для обмотки НН:

$$k_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{20270}{40000} = 0,5.$$

где S_B, S_C, S_H – мощности подключенные к обмоткам ВН, СН и НН соответственно.

Потери активной мощности:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт.}$$

где $P_{к.в}$, $P_{к.с}$, $P_{к.н}$ – потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток ВН, СН и НН соответственно.

Рассчитаем напряжение КЗ.

Для обмотки ВН:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) \quad (2.11)$$

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

Для обмотки СН:

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) \quad (2.12)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%$$

Для обмотки НН:

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН})$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

По выражению (2.12) для обмотки СН напряжение КЗ получилось отрицательным, поэтому примем его равным $U_{к.с} = 0 \%$.

Произведем расчет потерь реактивной мощности в режиме КЗ.

По выражению (2.14) для обмотки ВН получим:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар.}$$

По выражению (2.14) для обмотки СН получим:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ квар.}$$

По выражению (2.14) для обмотки НН получим:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме КЗ.

Для обмотки ВН по выражению (2.15):

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ИП} \cdot Q_{к.в} = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт.}$$

Для обмотки СН по выражению (2.16):

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{III} \cdot Q_{к.с} = 100 + 0,05 \cdot 0 = 100 \text{ кВт.}$$

Для обмотки НН:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{III} \cdot Q_{к.н} = 100 + 0,05 \cdot 2700 = 235 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери активной мощности в трансформаторе по выражению (2.18):

$$P'_T = 24,75 + 1,59^2 \cdot 199 + 0,78^2 \cdot 65 + 0,81^2 \cdot 149 = 665,2 \text{ кВт.}$$

Потери энергии для трехобмоточного трансформатора определяются по выражению (2.19), расчеты сведем в таблицу 2.5.

Выполним сравнение двух вариантов.

Для этого определим стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{270}{6403} + 0,9 = 0,94 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (2.20)$$

где $\alpha=270$ – ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности; $\beta=0,9$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии.

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии.

Для первого варианта с трансформатором ТДТН 25000/110

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1105347 \cdot 0,94 = 1039026,18 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (2.21)$$

Для второго варианта с трансформатором ТДТН 40000/110:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 898039 \cdot 0,94 = 844156,66 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость трансформатора марки ТДТН 25000/110 примем $K=25$ млн.руб., тогда годовые отчисления для подстанции.

С первым вариантом (ТДТН 25000/110) составят:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 25000000 = 2350000 \text{ руб.} \quad (2.22)$$

С первым вариантом (ТДТН 40000/110), при условии стоимости трансформатора $K=40$ млн.руб. составят:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 40000000 = 3760000 \text{ руб.}$$

Таблица 2.5 – Расчет потерь энергии при установке трансформатора ТДТН 40000/110

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки СН	Полная мощность для обмотки НН	Кол-во силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки СН	Коэффициент загрузки для обмотки НН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки СН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН
1	28110	16866	11244	2	1000	69200	0,70275	0,42165	0,2811	77782,57	8889,436	9284,522
2	26130	15678	10452	2	1800	124560	0,65325	0,39195	0,2613	120979,5	13826,23	14440,73
3	22206,9	13324,14	8882,76	2	850	58820	0,555173	0,333104	0,222069	41262,48	4715,713	4925,3
4	21082,5	12649,5	8433	2	1950	134940	0,527063	0,316238	0,210825	85317,75	9750,6	10183,96
5	16866	10119,6	6746,4	2	3160	218672	0,42165	0,25299	0,16866	88485,45	10112,62	10562,07
						8760				413827,8	47294,6	49396,59
						Итого	898039					

Определим годовые эксплуатационные издержки по выражению:

$$I = I_o + I_э \quad (2.23)$$

Для первого варианта:

$$I = I_o + I_э = 2350000 + 1039026,18 = 3389023,18 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$I = I_o + I_э = 3760000 + 844156,66 = 4604156,66 \text{ руб.}$$

Выполним расчет приведенных затрат по выражению

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I \quad (2.24)$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования, приме равным 0,15.

Для первого варианта:

$$Z_{np1} = 0,15 \cdot 25000000 + 3389023,18 = 7139023,18 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$Z_{np2} = 0,15 \cdot 40000000 + 4604156,66 = 10604156,66 \text{ руб.}$$

Критерием оптимальности выбора силового трансформатора является минимум приведенных затрат $Z_{np} \rightarrow \min$, поэтому сравним два варианта по приведенным затратам:

$$Z_{np1} < Z_{np2},$$

поэтому к установке на подстанции «Омичка» примем первый вариант с установкой двух трансформаторов марки ТДТН 25000/110/35/6 кВ производства ООО «Тольяттинский Трансформатор».

3 Расчет токов короткого замыкания

Выполним расчет токов короткого замыкания (ТКЗ). Расчет ТКЗ необходим для выбора и проверки оборудования подстанции, а также для расчета уставок релейной защиты подстанции. Для подстанции выполним расчет симметричных и не симметричных токов короткого замыкания.

Примем исходные для упрощения расчетов значение сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{*б.с} = 1,0$ и базисную мощность $S_б = 1000 \text{ МВА}$.

3.1 Расчет симметричных ТКЗ

Составим расчетную схему (рисунок 3.1), и схему замещения (рисунок 3.2).

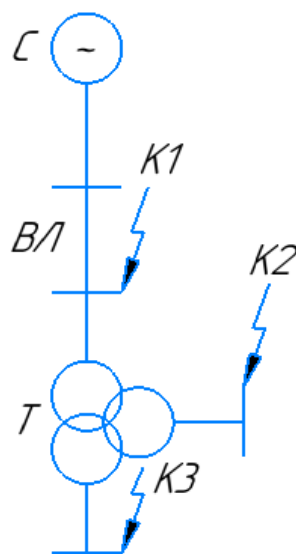


Рисунок 3.1 – Расчётная схема

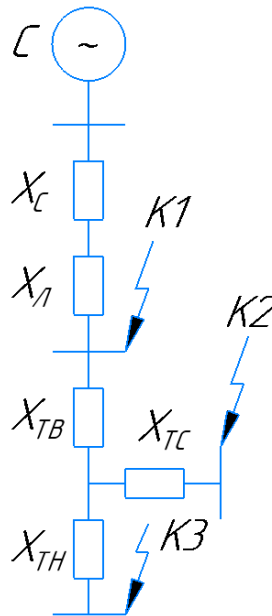


Рисунок 3.2 – Схема замещения

При расчете ТКЗ в системах напряжением выше 1000 В учитывают только индуктивные сопротивления элементов системы.

Определим сопротивление для системы:

$$x_{\bar{o}.c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{2200} = 0,45. \quad (3.1)$$

Сопротивление обмотки ВН:

$$x_{\bar{o}.TB} = \frac{U_{kB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3. \quad (3.2)$$

Сопротивление обмотки СН:

$$x_{\bar{o}.TC} = \frac{U_{kC\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0. \quad (3.3)$$

Сопротивление обмотки НН:

$$x_{\bar{o}.H} = \frac{U_{kH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.Т}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,5. \quad (3.4)$$

Сопротивление питающей линии:

$$x_{\bar{o}.Л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.n}^2} = 0,4 \cdot \frac{10}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151. \quad (3.5)$$

Определим результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{\bar{\sigma}.c} + x_{\bar{\sigma}.l} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (3.6)$$

Базисный ток для точки К1:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}. \quad (3.7)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.\bar{\sigma}}''}{x_{1\Sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,601} \cdot 5,02 = 8,35 \text{ кА}. \quad (3.8)$$

Ударный ток на стороне 110 кВ:

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 8,35 \cdot 1,8 = 21,26 \text{ кА}. \quad (3.9)$$

где $k_{y\bar{\sigma}} = 1,8$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{2\Sigma} = x_{\bar{\sigma}.c} + x_{\bar{\sigma}.l} + x_{\bar{\sigma}.TB} + x_{\bar{\sigma}.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 0 = 4,901. \quad (3.10)$$

Базисный ток для точки К2:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}. \quad (3.11)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.\bar{\sigma}}''}{x_{2\Sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{4,901} \cdot 15,6 = 3,183 \text{ кА}. \quad (3.12)$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 3,183 \cdot 1,8 = 8,103 \text{ кА}. \quad (3.13)$$

где $k_{y\bar{\sigma}} = 1,8$ –ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{3\Sigma} = x_{\bar{\sigma}.c} + x_{\bar{\sigma}.l} + x_{\bar{\sigma}.TB} + x_{\bar{\sigma}.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (3.14)$$

Базисный ток для точки К3:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}. \quad (3.15)$$

Рассчитаем начальное действующее значение периодической

составляющей ТКЗ в точке КЗ:

$$I_{n.o.}^{(3)} = \frac{E_{o.б.}''}{x_{3\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{7,401} \cdot 91,64 = 12,38 \text{ кА.} \quad (3.16)$$

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o.}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 12,38 \cdot 1,8 = 31,5 \text{ кА.} \quad (3.17)$$

где $k_{y\delta} = 1,8$ – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

3.2 Расчет несимметричных ТКЗ

Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

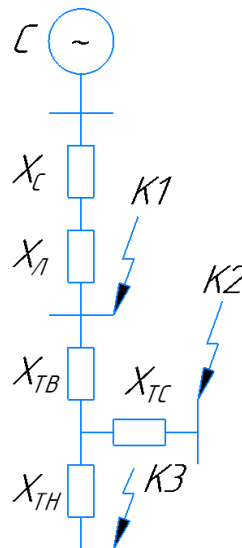


Рисунок 3.3 – Схема замещения прямой, обратной последовательности

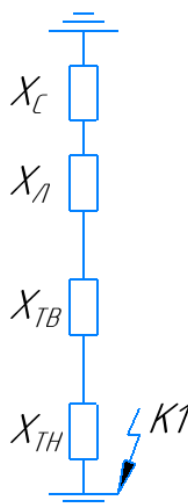


Рисунок 3.4 – Схема замещения нулевой последовательности

Найдем результирующее сопротивление до точки К1 в схеме замещения прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} = 0,45 + 0,151 = 0,601. \quad (3.18)$$

Далее найдем сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{\delta.c} + x_{\delta.l}) \cdot (x_{\delta.TB} + \frac{x_{\delta.TC} \cdot x_{\delta.TH}}{x_{\delta.TC} + x_{\delta.TH}})}{(x_{\delta.c} + x_{\delta.l}) + (x_{\delta.TB} + \frac{x_{\delta.TC} \cdot x_{\delta.TH}}{x_{\delta.TC} + x_{\delta.TH}})} \quad (3.19)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,45 + 0,151) \cdot (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})}{(0,45 + 0,151) + (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})} = 0,527.$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}. \quad (3.20)$$

где m – это коэффициент, зависящий от вида происходящего КЗ, значение которого нормируется по таблице 4.4 [2].

По формуле (3.20) рассчитаем значение начальной действующей периодической составляющей тока однофазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601 + 0,527} \cdot 5,02 = 8,71 \text{ кА}.$$

Найдем ток двухфазного тока КЗ в точке К1:

$$I_{n.o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}. \quad (3.21)$$

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + 0,601} \cdot 5,02 = 7,23 \text{ кА}.$$

Значение тока двухфазного КЗ на землю:

$$I_{n.o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}. \quad (3.22)$$

$$I_{n.o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,601 + \frac{0,601 \cdot 0,527}{0,601 + 0,527}} \cdot 5,02 = 7,67 \text{ кА.}$$

Ударные ТКЗ по формуле (3.9):

Однофазное:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot 1,8 = 22,17 \text{ кА.}$$

Двухфазное:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,23 \cdot 1,8 = 18,4 \text{ кА.}$$

Двухфазное на землю:

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 1,8 = 19,525 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TC} = 0,45 + 0,151 + 4,3 = 4,901. \quad (3.23)$$

Далее из формулы (3.21) найдем значение тока двухфазного КЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,901 + 4,901} \cdot 15,6 = 1,592 \text{ кА.}$$

Из формулы (3.9) определим ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot 1,92 = 4,32 \text{ кА.}$$

где $k_{y\delta} = 1,92$ – ударный коэффициент, по таблице 4.3 согласно [2, с. 33].

Для точки К3 выполним расчет только двухфазного короткого замыкания, так как на стороне НН схема соединения обмотки трансформатора «треугольник».

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{\delta.c} + x_{\delta.l} + x_{\delta.TB} + x_{\delta.TH} = 0,45 + 0,151 + 4,3 + 2,5 = 7,401. \quad (3.24)$$

По выражению (3.21) определим значение начального действующего значения периодической составляющей двухфазного ТКЗ:

$$I_{n.o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,401 + 7,401} \cdot 91,64 = 6,19 \text{ кА.}$$

По выражению (3.9) рассчитаем ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,19 \cdot 1,92 = 16,8 \text{ кА.}$$

Полученные значения симметричных и несимметричных токов КЗ сведем в таблицу 3.1.

Расчетная точка	$I_{n.o}^{(3)}$, кА	$i_{y\delta}^{(3)}$, кА	$I_{n.o}^{(2)}$, кА	$i_{y\delta}^{(2)}$, кА	$I_{n.o}^{(1)}$, кА	$i_{y\delta}^{(1)}$, кА	$I_{n.o}^{(1.1)}$, кА	$i_{y\delta}^{(1.1)}$, кА
К1	8,35	21,26	7,23	18,4	8,71	22,17	7,67	19,525
К2	3,183	8,103	1,592	4,32	-	-	-	-
К3	12,38	31,5	6,19	16,8	-	-	-	-

Полученные значения будем использовать при выборе оборудования подстанции «Омичка».

4 Выбор электрических аппаратов

4.1 Выбор высоковольтных выключателей

4.1.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,72 \text{ А.} \quad (4.1)$$

Рассчитаем термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(1)2} \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a. \quad (4.2)$$

$$B_k = 8,71^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,12) = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где $t_{\text{откл.}}$ – время полного отключения тока КЗ; $t_{\text{р.з.}}$ – время для срабатывания релейной защиты» [3].

Время действия апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05. \quad (4.3)$$

Максимальное значение апериодической составляющей ТКЗ:

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,71 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 8,12 \text{ кА.} \quad (4.4)$$

По каталогам отечественных производителей выберем два варианта установки высоковольтных выключателей. Сравнение характеристик представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение выключателей

Параметр выключателя	ВБО-110-31,5/2000	ВГТ-110-40/2000
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2000	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40

Элегазовый выключатель марки ВГТ-СЭЩ 110 имеет большее значение номинального тока отключения при остальных равных характеристиках поэтому для стороны высокого напряжения принимаем к установке выключатель ВГТ СЭЩ 110-2000[6].

Таблица 4.2 – Проверка выключателя ВГТ-СЭЩ 110

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,72 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 8,12 \text{ кА}$	$i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{\text{а.н}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о}}^{(1)} + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,71 + 8,12 = 20,44 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{\text{н,о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель типа ВГТ-СЭЩ 110 удовлетворяет расчетным параметрам и может быть применен на подстанции «Омичка».

4.1.2 Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора по выражению (4.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,14 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к токам КЗ определим по выражению (4.2):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a \cdot$$

$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 0,090 + 0,14) = 0,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Время действия аperiodической составляющей тока КЗ определим по выражению (4.3):

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,08 = 0,09.$$

Максимальное значение аperiodической составляющей ТКЗ определим по выражению (4.4):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,592 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,14}} = 1,184 \text{ кА.}$$

По каталогам отечественных производителей выберем вариант установки высоковольтного выключателя марки ВВН-СЭЩ 35. Сравнение паспортных данных и расчетных значений представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проверка выключателя ВВН-СЭЩ 35

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 546,14 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(2)} = 1,592 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 25 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 1,184 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.н}}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,01) \cdot 25 = 8,84 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,592 + 1,184 = 3,44 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + \frac{25}{100}) = 35,61 \text{ кА}$
$I_{n,o}^{(2)} = 1,592 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 0,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,2 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель марки ВВН-СЭЩ 35 удовлетворяет условиям выбора.

4.1.3 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

На стороне 6 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 [4]. В состав данного КРУ производитель предлагает использовать выключатели марок ВВУ-10, ВВМ – 10, ВВЕ - 10. Произведем проверку выключателя ВВУ-СЭЩ-10-20.

Найдем значение максимального тока с учетом допустимой перегрузки трансформатора по выражению (4.1):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 1,4 = 3207,5 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к ТКЗ по выражению (4.2):

$$B_k = 3,72^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014) = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Время действия апериодической составляющей тока КЗ определим по выражению (4.3):

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,015 = 0,025.$$

Максимальное значение апериодической составляющей ТКЗ определим по выражению (4.4):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 3,72 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 0,882 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных параметров с паспортными характеристиками выключателя ВВУ-СЭЩ-10 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ 10-50/4000

Расчетные данные	Каталожные данные
1	2
$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 3207,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(2)} = 3,72 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 20 \text{ кА}$

$i_{a,\tau}=0,882 \text{ кА}$	$i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл.н}$ $i_{a.н} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,66 \text{ кА}$
-------------------------------	--

Продолжение таблицы 4.4

1	2
$\sqrt{2} \cdot I_{н,о}^2 + i_{a,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 3,72 + 0,882 = 6,143 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{н,о}^{(2)}=3,72 \text{ кА}$	$I_{пр,с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1)}=10,09 \text{ кА}$	$i_{пр,с} = 50 \text{ кА}$
$B_k=1,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель типа ВВУ-СЭЩ 10 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке в комплекте КРУ СЭЩ 70.

4.2 Выбор разъединителей

4.2.1 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

На стороне 110 кВ из каталога производителя [7] выберем разъединитель наружной типа РГП-СЭЩ-1-110. Выполним его проверку, результаты сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка разъединителя РГП-СЭЩ-1-110

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{ном. сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н.с} \leq U_n$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном. дл.} = 175,72 \text{ А}$	$I_{н.д} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{н,о}^{(1)}=8,71 \text{ кА}$	$I_{н,о}^{(1,1)} \leq I_{пр,с}$	$I_{пр,с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд}^{(1)}=22,17 \text{ кА}$	$i_{уд}^{(1,1)} \leq i_{пр,с}$	$i_{пр,с} = 80 \text{ кА}$
$B_k=14,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель марки РГП СЭЩ, может быть установлен на подстанции «Омичка». Согласно схеме ОРУ 110 кВ, на подстанции устанавливаются разъединители с одним заземляющим ножом РГП СЭЩ-1-1250 и с двумя заземляющими ножами РГП СЭЩ-2-1250.

4.2.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

На стороне 35 кВ по каталогу производителя [7] выбираем разъединитель наружной установки типа РГП-СЭЩ-1-35. Проверка возможности установки разъединителя представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выполнение проверки разъединителя РГП-СЭЩ-1-35/1000

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 546,14 \text{ А}$	$I_{\text{н.д}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н,о}}^{(1)} = 8,71 \text{ кА}$	$I_{\text{н,о}}^{(1,1)} \leq I_{\text{пр,с}}$	$I_{\text{пр,с}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^{(1,1)} \leq i_{\text{пр,с}}$	$i_{\text{пр,с}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 14,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 25^2 \cdot 0,2 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На подстанции устанавливаем разъединители РГП-СЭЩ-1-35/1000 (с одним заземляющим ножом) и разъединитель РГП-СЭЩ-2-35/1000 (с двумя заземляющими ножами).

4.3 Выбор трансформатора тока

4.3.1 Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Расчетные токи по следующему выражению:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Термическая стойкость токам КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^{(1)2} \cdot t_{\text{п.з.}} + t_{\text{Т}} + T_{\text{а}}. \quad (4.6)$$

$$B_{\text{к}} = 8,71^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,05) = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По каталогу производителя [9] выберем трансформатор тока типа ТОГФ–110–300/5 УХЛ1.

Сравнение расчетных и паспортных параметров представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 125,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 22,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 232,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 64^2 \cdot 3 = 12288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока типа ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке на подстанции «Омичка».

Выберем мощность трансформатора тока, для этого определим количество приборов, подключаемых к нему.

Таблица 4.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5

Прибор	Тип	Нагрузка ВА на фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
ИТОГО		0,6	0,6	0,6

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

Сопrotивление приборов

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом} \quad (4.7)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{k}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом}. \quad (4.8)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность прибора, ВА; I_2 – вторичный ток трансформатора тока, А.

R_k – сопротивление контактов, Ом; $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки» [3].

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,076} = 0,651 \text{ мм}^2. \quad (4.9)$$

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм².

4.3.2 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

Определим расчетные токи выражению (4.5):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390,1 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к токам КЗ по выражению (4.6):

$$B_k = I_{n.o}^{(2)2} \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a.$$

$$B_k = 1,592^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,14) = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу производителя [6] выберем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ–35–600/5.

Выбор трансформатора тока представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–35–600/5

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 390,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 7,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–35–600/5 удовлетворяет условиям выбора и принимается к установке на подстанции «Омичка».

Определим вторичную нагрузку выбранного трансформатора тока.

Таблица 4.10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СП 3020-5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СП 3020-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	0,1	0,1	0,1
Итого		2,1	2,1	2,1

Определим сопротивление приборов по выражениям (4.7. – 4.8.):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2. \quad (6.9)$$

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм².

4.3.3 Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Определим расчетные токи по выражению (6.5):

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А.}$$

Термическая стойкость к токам КЗ определим по выражению (4.6):

$$B_k = I_{\text{н.о}}^{(2)2} \cdot t_{\text{п.з.}} + t_T + T_a.$$

$$B_k = 3,72^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 15,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу производителя [6] выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 У2.

Выбор трансформатора тока, представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–2500/5

Расчетные данные	Условие выбора	Каталожные данные
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1375 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном1}}$	$I_{\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 10,09 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{д}}$	$i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 15,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5 соответствует расчетным данным и подходит для установки на подстанцию «Омичка».

Определим нагрузку выбранного трансформатора тока, для этого составим таблицу 4.12.

Проведем проверку выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке сети:

Определим сопротивление приборов по выражениям (4.7. – 4.8.):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Согласно [3] длину соединительных проводов с медными жилами выберем равной 40 м. Далее рассчитаем необходимые сечения для проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,69 \text{ мм}^2. \quad (6.9)$$

Согласно [3] примем минимально допустимое сечение провода 2.5 мм².

Таблица 4.12 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ–10–1500/5

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной энергии	Меркурий 236 ART-02	0,1	0,1	0,1
Счетчик реактивной энергии				
Итого		2,1	2,1	2,1

4.4 Выбор трансформатора напряжения

Для стороны 110 кВ установка трансформаторов напряжения не требуется.

На стороне 35 кВ, по каталогу производителя [6], выберем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ–35 УХЛ1 и рассчитаем вторичную нагрузку ТН:

Таблица 4.13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ–35 УХЛ1

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	СР 3020-5	1	5
Счетчик активной/реактивной энергии	Меркурий 236 ART-02	5	25
Итого			35

Так как в комплект оборудования КРУ-СЭЩ-70-10 входит трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ–10 [6], для выбора мощности ТН рассчитаем вторичную нагрузку, расчет сведем в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ЗНОЛ-СЭЩ–10

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	1	5
Вольтметр (на каждую фазу)	СВ 3021-100	1	7,5
Ваттметр	СР 3020-5	1	5
Варметр	Ср 3020-5	1	5
Счетчик активной/реактивно энергии	Меркурий 236 ART-02	5	25
Итого			47,5

4.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) используются на объектах электроэнергетики для защиты оборудования от перенапряжений. ОПН обычно имеют плоскую вольт-секундную характеристику и поэтому обеспечивают защиту на всех интервалах времени воздействия перенапряжений. Для установки на подстанции выберем ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной изоляцией.

На напряжение 110 кВ - ОПН-П-110/126-10-760;

На напряжение 35 кВ - ОПН-П-35/40,5-10-760;

Для напряжения 6 кВ - ОПН-П-10/12,6-5-250.

5 Расчет системы собственных нужд подстанции «Омичка»

На подстанции, при распределении электрической энергии часть тратится на собственные нужды. К потребителям собственных нужд подстанции относятся оборудование обогрева и отопления, зарядно-подзарядные устройства, освещение подстанции и т.д. Для питания потребителей собственных нужд на подстанциях устанавливаются трансформаторы собственных нужд (ТСН). ТСН обычно подключаются к распределительным устройствам низкого напряжения. Для определения мощности трансформаторов собственных нужд необходимо определить мощность потребителей собственных нужд на подстанции. Для этого составим таблицу 5.1 куда внесем всех потребителей собственных нужд с их мощностью.

Таблица 5.1 – Ведомость нагрузок собственных нужд подстанции

Потребитель	Мощность, кВт
Охлаждение силового трансформатора	6
Подогрев выключателей и приводов	5
Отопление и освещение КРУН	40
Подогрев разъединителей	6,4
Подогрев релейного шкафа	4
Освещение ОРУ 110	6
Вентиляция	10
Зарядно–подзарядная аппаратура	15
Маслохозяйство	15
Всего	107,4

По величине активной мощности определим полную мощность системы собственных нужд:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = \frac{153,4}{0,9} = 170,48 \text{ кВА.} \quad (5.1)$$

На подстанции устанавливаем два ТСН, поэтому коэффициент загрузки не должен превышать 0,7. Исходя из этого определим мощность ТСН:

$$S_T = S_\Sigma \cdot 0,7 = 170,48 \cdot 0,7 = 119,3 \text{ кВА.} \quad (5.2)$$

По каталогам производителей выбираем два трансформатора собственных нужд марки ТМГ 160/6/0,4 кВ.

6 Расчёт заземления подстанции «Омичка»

На подстанции «Омичка» 110/35/в в грунт заложен супесок, сопротивление которого имеет следующее значение $\rho_{ГР} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Составим план заземления подстанции представленный на рисунке 6.1.

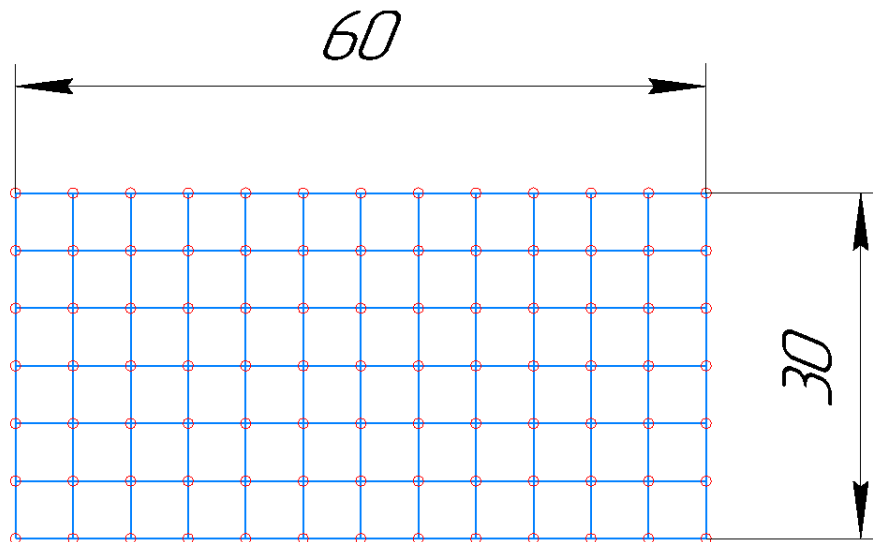


Рисунок 6.1 – План заземления подстанции «Омичка»

Произведем расчет допустимого напряжения прикосновения по [3, с. 98].

Т.к. $\tau = t_{p.з} + t_{o.б} = 0,1 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$, то $U_{np.доп} = 500 \text{ В}$.

Определим напряжение на заземляющем устройстве:

$$U_3 = \frac{U_{np.доп.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,122} = 4098 \text{ В.} \quad (6.1)$$

где k_{II} – коэффициент напряжения прикосновения [3].

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\frac{l_B L_{Г}^{0,45}}{a\sqrt{S}}} = \frac{0,5 \cdot 0,9}{\frac{5 \cdot 810^{0,45}}{5 \cdot \sqrt{1800}}} = 0,122. \quad (6.2)$$

где l_B – длина вертикального заземлителя, м; $L_{Г}$ – длина горизонтальных заземлителей, м; S – площадь заземляющего контура подстанции, м^2 ; a – расстояние между вертикальными заземлителями, м; M – параметр,

зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 в соответствии с [3]; β – коэффициент сопротивления человека [3].

Коэффициент β :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 90} = 0,9. \quad (6.3)$$

При расчете принималось, что: $R_q = 1000 \text{ Ом}$, а удельное поверхностное сопротивление грунта $\rho_{s.c} = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Т.к. напряжения на заземляемом устройстве получилось меньше 10 кВ, то рассчитаем сопротивление заземлителя по следующей формуле:

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{4098}{8710} = 0,47 \text{ Ом}. \quad (6.4)$$

где I_3 – ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

Рассчитаем общее сопротивление сложного заземлителя, Ом [3]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}. \quad (6.5)$$

Рассчитаем количество ячеек по контуру заземления:

$$m = \frac{L_\Gamma}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{810}{2 \cdot \sqrt{1800}} - 1 = 8,5. \quad (6.6)$$

Округлим количество ячеек до $m=9$.

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_\Gamma = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1800} \cdot (9 + 1) = 850 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Определим расчетную длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1800}}{9} = 4,71 \text{ м}. \quad (6.8)$$

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

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1800} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 33,9. \quad (6.9)$$

Принимаем, что $n_B=34$.

Рассчитаем общую длину вертикальных заземляющих устройств:

$$L_{B\Sigma} = l_e n_e = 5 \cdot 34 = 170 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Рассчитаем относительную глубину вертикальных электродов для погружения [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,129 > 0,1. \quad (6.11)$$

Значит:

$$A = (H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}) = 0,129 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{1800}} = 0,097. \quad (6.12)$$

Далее, по формуле (6.5), рассчитаем сопротивление общего сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,097 \cdot \frac{90}{\sqrt{1800}} + \frac{90}{810 + 170} = 0,215 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления получилось меньше, чем $R_{3,\text{дон}}$, поэтому переходим к расчету напряжения прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} I_3 R_3 = 0,122 \cdot 8710 \cdot 0,215 = 228,46 \text{ В.} \quad (6.13)$$

Рассчитанное значение напряжения получилось меньше предельно допустимого значения $U_{\text{пр.дон}} = 500 \text{ В}$, из чего следует, что расчет заземляющего устройства выполнен.

7 Молнезащита подстанции «Омичка»

Для защиты открытых распределительных устройств подстанций и электростанций от прямых ударов молнии используются стержневые молниеприемники

Выполним расчет молнезащиты с условием надежности 0,99. Определим высоту молниеприемников:

$$h_0 = 0,8 \cdot h. \quad (7.1)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h. \quad (7.2)$$

Установку молниеприемников выполним отдельно стоящими молниеприемниками с общей высотой 15 м, высоту защищаемого объекта примем $h_x = 6$ м, тогда выражениям (7.1 – 7.2):

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 15 = 12 \text{ м.}$$

Рассчитаем радиус защиты:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0} = \frac{12 \cdot 12 - 6}{12} = 11,5 \text{ м.} \quad (7.3)$$

где h_0 – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м; h_x – высота защищаемого объекта, м; r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м [3].

Молнезащиту подстанции выполним молниеотводами типа СМ-15 высотой 15 м.

Защищаемый радиус, для открытых распределительных устройств на 110-35 кВ, при высоте защищаемого оборудования 6 м, составит $r_0 = 12$ м, $r_x = 11,5$ м, так что к установке примем 8 молниеотводов по периметру.

8 Релейная защита подстанции

Для защиты силового трансформатора от повреждений, выполним расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, которая является основной и всегда обязательно устанавливается на силовых трансформаторах.

Рассчитаем первичное значение тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{пер.ном. ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (8.1)$$

$$I_{пер.ном. СН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ А.} \quad (8.2)$$

$$I_{пер.ном. НН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А.} \quad (8.3)$$

Далее произведем расчет вторичного значения тока на каждой стороне напряжения по следующим формулам:

$$I_{втор.ном. ВН} = \frac{I_{перв.ном. ВН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{125,5 \cdot 1}{60} = 2,09 \text{ А.} \quad (8.4)$$

$$I_{втор.ном. СН} = \frac{I_{перв.ном. СН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{390 \cdot 1}{120} = 3,25 \text{ А.} \quad (8.5)$$

$$I_{втор.ном. НН} = \frac{I_{перв.ном. НН} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{2291 \cdot \sqrt{3}}{800} = 4,86 \text{ А.} \quad (8.6)$$

Полученные значения вторичных токов $I_{втор.ном.}$ являются базисными значениями и будут задаваться при помощи соответствующих уставок:

$I_{баз.ВН}$, $I_{баз.СН}$, $I_{баз.НН}$.

Значения полученные по выражениям (8.4)-(8.6) должны попасть в допустимый диапазон выравнивания, который задается номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в

диапазон 1,01 – 10,00 А. [12]. Полученные значения удовлетворяют заданному интервалу.

Определим ток небаланса:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз}} \quad (8.7)$$

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

Для дальнейших расчетов отношение $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$, примем равным 0,3.

Рассчитаем значение коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77 \quad (8.8)$$

Рассчитаем коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100\% \quad (8.9)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100\% = 67,5\%.$$

Выполним округление расчетной величины коэффициента торможения до ближайшего целого значения 68 %.

Произведем расчет первой точки излома и осуществим выбор второй:

$$\frac{I_{\text{T1}}}{I_{\text{H}}} = \frac{I_{\text{д1}} / I_{\text{H}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (8.10)$$

Для второй точки излома рекомендуется значение в диапазоне от 1 до 2, поэтому примем уставку равной $I_{\text{м2}}/I_{\text{баз}} = 1,5$.

Далее выберем уставку по блокировке второй гармоник $I_{\text{д22}}/I_{\text{д21}}$, значение которой рекомендуется принимать 15%. Таким образом величину отношения $I_{\text{д22}}/I_{\text{д21}}$ примем 0,15. Уставка необходима для блокировки защиты при броске тока намагничивания возникающего при включении силового трансформатора. Данная уставка полностью блокирует защиту на время присутствия блокировки.

Произведем расчет тока небаланса возникающего при внешнем КЗ:

$$I_{неб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{дооб}) \cdot I_{кз.внеш}. \quad (8.11)$$

$$I_{неб} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 8,35 = 4,34.$$

$$I_{кз.вн.маx BH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. BH}} = \frac{8350}{125,5} = 66,53 A. \quad (8.12)$$

$$I_{кз.вн.маx CH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. CH}} = \frac{3183}{390} = 8,16 A. \quad (8.13)$$

$$I_{кз.вн.маx HH} = \frac{I_{кз.вн}}{I_{перв.ном. HH}} = \frac{7430}{1374,6} = 5,4 A. \quad (8.14)$$

Определим отношение тока дифференциального и номинального:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.маx}. \quad (8.15)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

На стороне 35 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.маx} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,1 = 6,8. \quad (8.16)$$

На стороне 6 кВ:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.маx} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,4 = 4,54. \quad (8.17)$$

Учитывая проведенные расчеты, выбираем уставку диф.отсечки $I_{диф}/I_H = 7$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/6 «Омичка».

Текущая загрузка подстанции не обеспечивает возможности подключения новых потребителей и в случае возникновения аварийной ситуации на подстанции, один из трансформаторов может оказаться перегруженным выше максимально допустимой перегрузки. Поэтому на подстанции предложено выполнить замену силовых трансформаторов на более мощные. Для выбора оптимального варианта установки силового трансформатора было проведено сравнение трансформатора типа ТДТН 40 МВА и ТДТН 25 МВА. Технико-экономический расчет показал, что трансформатор типа ТДТН 25000/110/35/10 является оптимальным по величине минимума приведенных затрат и был принят к установке.

Схема ОРУ 110 кВ была сохранена, как и до реконструкции как 110-4Н, Схема подстанции не изменилась, так как роль подстанции в энергосистеме осталась прежней. Данная схема применяется для тупиковых подстанций, на которых отсутствует транзит мощности по стороне 110 кВ. На стороне 35 кВ использована схема с одной секционированной выключателем системой шин. Для распределительного устройства 6 кВ применена аналогичная схема.

В соответствии со схемой в ВКР выбрано оборудование для стороны напряжением 110 кВ: выключатели типа ВГТ-СЭЩ 110, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-110/1250, РГП-СЭЩ-2-110/1250, трансформаторы тока марки ТОГФ-110-300/5.

Для средней стороны напряжением 35 кВ выбрано оборудование: выключатели типа ВВН-СЭЩ 35, разъединители марки РГП-СЭЩ-1-35/1000, РГП-СЭЩ-2-35/1000, трансформаторы тока модели ТОЛ-СЭЩ-35-600/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35.

Для низкой стороны напряжением 6 кВ выбрана ячейка комплектного распределительного устройства КРУ-70-10 производства «Самарский

Электроцит». По каталогу производителя, из предложенных выключателей выбран вакуумный выключатель марки ВВУ-СЭЦ-10-50/4000, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10-4000/5, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10.

Выполнен расчет мощности системы собственных нужд и выбраны трансформаторы собственных нужд в количестве двух штук марки ТМГ 160/6/0,4 кВ. Все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания, которые также были рассчитаны в ВКР.

Выполнен расчет системы заземления подстанции «Омичка» и рассчитана требуемая высота и количество молниеприемников на подстанции необходимых для защиты территории от прямых ударов молнии.

На подстанции «Омичка» используется постоянный оперативный ток, потому что использованы микропроцессорные блоки релейной защиты. В ВКР выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора.

В результате выполнения ВКР разработан проект реконструкции электрической части подстанции «Омичка» 110/35/6 кВ удовлетворяющий требованиям надежности электроснабжения потребителей. Проект реконструкции выполнен согласно действующим нормативным документам и методикам расчета и выбора оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия. М. : Издательство стандартов, 2014. 38 с.
2. Трансформаторы силовые масляные напряжения 110 кВ // Официальный сайт ООО «Тольяттинский Трансформатор» URL: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php (дата обращения: 18.03.2019).
3. Степкина Ю. В., Салтыков М.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. ТГУ, 2007. 124 с.
4. Каталог КРУ-СЭЩ-70 6-20 кВ // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf (дата обращения: 07.05.2019).
5. Каталог "Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).
6. Каталог "Электроаппараты" // Официальный сайт ОАО «Электрощит Самара» URL: <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf> (дата обращения: 07.05.2019).
7. Вахнина В. В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения. Тольятти: ТГУ, 2016. 76 с.
8. Каталог. Газонаполненное оборудование // Официальный сайт ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://zeto.ru/download/5566/ЗЕТО_Газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 05.05.2019).
9. Ограничители перенапряжений нелинейные. Техническая информация. // Официальный сайт Международного электротехнического холдинга «ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК» URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/66a/SA_All_Technical_Information.pdf

(дата обращения: 05.05.2019).

10. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» // Официальный сайт ЗАО «РАДИУС Автоматика» URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf (дата обращения: 11.05.2019).

11. Киреева, Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. 3-е изд. М.: Академия, 2013. 282 с.

12. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие. 2-е изд., стер. М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.

13. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: Учебное пособие. 2-е изд., доп. М.:Инфра-Инженерия, 2018. 148 с.

14. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций. Новосибир.:НГТУ, 2013. 92 с.

15. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. М.: Гор. линия-Телеком, 2015. 152 с.

16. Ершов Ю. А., Халезина О. П., Малеев А. В. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. 68 с.

17. Глазырин В.Е., Давыдов В.А., Щеглов А.И. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов. Новосибир.: НГТУ, 2011. 91 с.

18. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

20. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. с изм. и доп.

М. : Норматика, 2017. 704 с.

21. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.

22. Floyd T. L. Principles of Electric Circuits. 8-е изд. Pearson, 2014, 967 с.

23. Steinmetz, C. P. Theory and Calculation of Transient Electric Phenomena and Oscillations. HardPress Publishing, 2013. 740 с.

24. Bayliss C., B. Hardly Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newnes, 2012. 1180 с.

25. Ganesan S. Selection of current transformers and wire sizing in substations. ABB Inc. 2016.

26. Gers J.M., Holmes E.D. Protection of Electricity Distribution Networks. 3-е изд. The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 с.

27. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech house, 2016. 405 с.