

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКИЙ ИНСТИТУТ (ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО АВТОНОМНОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Отделение Информационных технологий и энергетических систем
Кафедра Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Допустить к защите
Заведующий кафедрой

_____ / Башмаков Д.А. /
« ____ » _____ 20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ

на тему:

«Проектирование закрытой трансформаторной подстанции 110/(10-10) кВ городского типа»

Выпускник _____ /Закиров А.З./

Руководитель ВКР _____ /Дрогайлова Л.Н., старший преподаватель/

Набережные Челны, 2018 г.

Аннотация

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование компактной закрытой трансформаторной подстанции 110/(10-10) кВ, которая сможет обеспечивать электрической энергией часть города Набережные Челны в условиях его застройки.

В выпускной квалификационной работе 84 листов, 12 рисунков, 9 таблиц, 7 чертежей формата А1, 20 источника использованной литературы.

Данная ВКР состоит из 4 частей:

В аналитическом обзоре приведена классификация и назначение подстанций, приведены проблемы в электроэнергетике города Набережные Челны, предстоящее масштабное увеличение территориальной площади города. В связи с этим приведён анализ-обоснование в необходимости ЗТП на территории города, которая сможет обеспечивать электрической энергией часть города, учитывая ежегодные вложения в электроэнергетику города. Проведён подробный обзор современного электротехнического оборудования, которое будет использоваться в проекте.

В конструкторской части выполнен расчёт электрических нагрузок, выбраны силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой, рассчитаны сечения питающих линий и выбрана марка питающих ЛЭП, а также составлен генплан здания ЗТП, однолинейная схема электроснабжения.

В технологической части рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитаны и выбраны современные электротехнические оборудования, рассчитано заземление подстанции, релейная защита трансформаторов.

В качестве спецвопроса выполнен расчёт рабочего и аварийного освещения подстанции, выбраны светодиодные светильники, марки проводов и их сечения.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

Содержание

Введение.....	5
РАЗДЕЛ 1. Аналитический обзор.....	7
1.1 Классификация подстанций и их назначение.....	8
1.2 План по повышению энергоэффективности и увеличению территориальной площади г.Набережные Челны.....	10
1.3 Преимущества закрытой трансформаторной подстанции 110/10-10 кВ.....	12
РАЗДЕЛ 2. Конструкторская часть.....	18
2.1 Расчет электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов.....	19
2.2 Выбор питающей линии ВЛЭП 110 кВ.....	27
2.3 Описание однолинейной схемы электроснабжения.....	31
РАЗДЕЛ 3. Технологическая часть.....	34
3.1 Расчёт токов короткого замыкания.....	35
3.1.1 Определение токов КЗ на шинах ВН (точка К1).....	37
3.1.1.1 Секционный выключатель S1 разомкнут.....	37
3.1.1.2 Секционный выключатель S1 замкнут.....	38
3.1.2 Определение токов КЗ на шинах НН (точка К2).....	39
3.1.2.1 Секционные выключатели S1 и S2 разомкнуты.....	39
3.1.2.2 Секционные выключатели S1 и S2 замкнуты.....	40
3.1.2.3 Секционные выключатели S1 разомкнут и S2 замкнут.....	40
3.1.2.4 Секционные выключатели S1 замкнут и S2 разомкнут.....	41
3.2 Выбор аппаратов защиты на подстанции.....	42
3.2.1 Выбор выключателей на подстанции.....	42
3.2.1.1 Выбор выключателей на стороне ВН.....	42
3.2.1.2 Выбор выключателей на стороне НН.....	44
3.2.2 Выбор разъединителей на подстанции.....	46
3.2.2.1 Выбор разъединителей на стороне ВН.....	46

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Закиров А.Э.			Проектирование закрытой трансформаторной подстанции городского типа 110/(10-10) кВ	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Дрогайлова Л.Н.				З	85	
Н. контр.		Дрогайлова Л.Н.			НЧИ К(П)ФУ гр.2141105			
Утв.		Башмаков Д.А.						

3.2.2.2	Выбор разъединителей на стороне НН.....	46
3.2.3	Выбор измерительных трансформаторов.....	47
3.2.3.1	Выбор трансформаторов тока.....	47
3.2.3.1.1	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	48
3.2.3.1.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН.....	50
3.2.3.2	Выбор трансформаторов напряжения.....	52
3.2.3.2.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН.....	52
3.2.3.2.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН.....	53
3.2.4	Выбор ограничителей перенапряжения на стороне ВН и НН.....	54
3.2.5	Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции.....	55
3.3	Заземление ЗТП.....	56
3.3.1	Расчёт заземляющих устройств.....	56
3.3.2	Методы уменьшения напряжения прикосновения.....	59
3.4	Расчет защит силового трансформатора.....	61
3.4.1	Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора.....	61
3.4.2	Расчет максимальной токовой защиты.....	65
3.4.3	Расчет защиты от перегрузок.....	67
3.4.4	Газовая защита трансформатора.....	68
Раздел 4. Спецвопрос. Расчёт освещения помещений ЗТП.....		70
4.1	Виды освещения и нормы освещенности.....	71
4.2	Расчёт освещения для помещений ЗРУ.....	73
4.2.1.	Расчёт освещения для помещений силовых трансформаторов.....	73
4.2.2	Результаты расчётов освещения всех помещений ЗТП.....	77
Заключение.....		82
Список литературы.....		83

Введение

Электроэнергетика в России - это одна из проблемных отраслей экономики, промышленности, сельского хозяйства страны. Все эти проблемы создают общую проблему для развития России в целом.

Понятно, что общая электрическая и энергетическая вооруженность определяют производительность труда страны и её развитие, так как энергетика – это одна из основных составляющих деятельности человека. Электроэнергетика должна быть конкурентоспособной, этот параметр и влияет на уровень развития любого государства, и Россия не является исключением. Ведь в России, как и в многих других европейских государствах, энергоёмкие отрасли занимают очень значимую долю в российской экономике.

К сожалению, на сегодняшний день Россия не может похвастаться хорошими показателями. Объём производства электрической энергии в нашей стране в 5-6 раза меньше чем в Китае и США, при этом он даже не достигает того уровня производства, который был в 1990-х.

Причиной этого является низкий коэффициент полезного действия (КПД) электроэнергетической отрасли нашей страны. Всё из-за высочайших непроизводственных расходов.

Каждый человек потребляет n-ое количество электричества. Но если говорить про крупные промышленные масштабы России, то можем увидеть список таких потребителей электроэнергии (проценты потребления):

- Промышленность (около 36%);
- Топливо-энергетические комплексы (около 18%);
- Жилой сектор (около 15-16%);
- Непроизводственные отрасли страны: электроснабжение транспорта, потери в сетях и линиях, и прочее (около 31%).

Структура потребления электрической энергии постоянно меняется, в разных регионах она может быть разной. Но расчёты специалистов говорят нам о таких цифрах за последние годы.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

В настоящее время общее состояние электроэнергетической отрасли говорит о дефиците генерирующих компаний, о недостатке в развитии электрических сетей и малом количестве электрических станций и подстанций.

Электрические подстанции предназначены для приёма электроэнергии, её преобразования и уже последующего распределения до потребителей.

Для того что бы уменьшить потери мощности и электрической энергии подстанции, а именно главные распределительные пункты (ГРП), необходимо устанавливать в непосредственной близости от потребителей. В подстанцию приходит высокое напряжение (обычно 6-35 кВ) и понижается до необходимых значений для потребителя (6(10) или 0,4 кВ).

В состав подстанций входят, как правило:

- Силовые трансформаторы;
- Устройства ввода со стороны ВН (УВН);
- Открытые и закрытые распределительные устройства со стороны НН (ОРУ и ЗРУ НН);
- Системы питания собственных нужд подстанции;
- Системы релейной защиты и автоматики (РЗА);
- Системы заземления и молниезащиты;
- Бытовые помещения, складские помещения;
- Соединительные устройства со стороны ВН и НН (СУВН и СУНН, соответственно);
- Вспомогательные системы (системы освещения, пожаротушения, кондиционирования, обогрева, вентиляции и т.д.);
- Автоматический ввод резерва (АВР).

Трансформаторные подстанции по месту расположения оборудования разделяют на 2 категории:

- открытые – расположение на открытой территории;
- закрытые – находятся в закрытом помещении.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

РАЗДЕЛ 1.

Аналитический обзор

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Закиров А.З.</i>			<i>Проектирование закрытой трансформаторной подстанции городского типа 110/(10-10) кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>					<i>7</i>	<i>11</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>				<i>НЧИ К(П)ФУ гр.214-1105</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Башмаков Д.А.</i>						

В данном разделе приведена классификация и назначение подстанций, приведены проблемы в электроэнергетике города Набережные Челны, предстоящее масштабное увеличение территориальной площади города. В связи с этим приведён анализ-обоснование в надобности ЗТП на территории города, который сможет обеспечивать электрической энергией часть города, учитывая ежегодные вложения в электроэнергетику города и повышения её эффективности. Проведён подробный обзор современного электротехнического оборудования, которое будет использоваться в проекте.

Определяются задачи выпускной квалификационной работы.

1.1 Классификация подстанций и их назначение

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств [1].

Подстанции можно разделить на повышающие и понижающие. В первом случае повышается электрическое напряжение (выходное) за счёт снижения соответствующего значения силы тока, во втором же, соответственно, электрическое напряжение (выходное) уменьшается при увеличении значения силы тока.

По своему функциональному назначению подстанции подразделяются на:

- Трансформаторные подстанции – подстанции, которые предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения, использующие для этого трансформаторы;
- Преобразовательные подстанции – подстанции, которые предназначены для преобразования рода тока или его частоты.

Электрическое распределительное устройство, которое не входит в состав подстанции, называется распределительным пунктом (РП).

По своему значению в системе электроснабжения подстанции подразделяются на:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

- Главные понизительные подстанции (ГПП) - подстанции, которые рассчитаны на входное напряжение от 35 до 220 кВ, получающие питание напрямую от районной электрической сети (РЭС), и распределяющие электроэнергию по предприятию, но уже при сильно пониженном напряжении;

- Подстанции глубокого ввода (ПГВ) - подстанции, питаемые напряжением от 35 до 220 кВ (на них подается), обычно они выполняются с применением упрощенных схем коммутации на стороне первичного напряжения, и получают питание или от энергосистемы напрямую, или от ЦРП (центрального распределительного пункта) на этом же предприятии. То есть ПГВ питают определённые группы установок или конкретный объект предприятия;

- Тяговые подстанции для нужд электрического транспорта – подстанции, предназначенные для преобразования (понижение напряжения и выпрямление тока, если это необходимо) и распределения электроэнергии по контактной сети с целью электроснабжения трамваев, троллейбусов и пр.;

- Комплектные трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ (КТП) - подстанции, состоящие из трансформаторов и блоков КРУ или КРУН, которые поставляются в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. КТП 10(6)/0,4 кВ называются цеховыми подстанциями в промышленных сетях, городскими – в городских сетях.

По месту и способу присоединения подстанции делятся на:

- Тупиковые – питающиеся электрической энергией по одной или нескольким радиальным линиям;

- Ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях;

- Проходные – присоединяемые к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием;

- Узловые – подстанции, с более чем двумя присоединёнными линиями питающей сети, которые, в свою очередь, приходят от двух или более электрических установок.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ					

По месту размещения подстанции подразделяют на:

- Открытые – оборудование подстанции расположено на открытом воздухе;
- Закрытые – оборудование подстанции расположено в здании на территории самой подстанции.

1.2 План по повышению энергоэффективности и увеличению территориальной площади г.Набережные Челны

Город Набережные Челны расположен в северо-восточной части Республики Татарстан, на левом берегу реки Кама. Г. Набережные Челны - одна из основных и крупных "точек роста" Республики Татарстан. Электроэнергетика в Набережных Челнах является одной из проблемных отраслей в целом, как и по всей России.

Город Набережные Челны не стоит на месте, постоянно развивается, растёт территориальная площадь города и увеличивается количество жителей. На ближайшие годы (с 2016 по 2021 годы) постановлением Исполнительного комитета города Набережные Челны утверждена Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности города. Для реализации данной цели выделены денежные средства на финансирование программы за счет средств, предусмотренных в бюджете города на 2017 год в сумме 9 419,11 тыс. рублей, на 2018 год в сумме 9 419,11 тыс. рублей, на 2019 год в сумме 9 419,11 тыс. рублей, на 2020 год в сумме 9 419,11 тыс. рублей, на 2021 год в сумме 9 419,11 тыс. рублей. Общий объем финансирования настоящей Программы составляет 1 544 116,02 тыс. руб., в том числе за счет средств бюджета Республики Татарстан – 241 768,00 тыс. руб., средств бюджета города – 47 095,55 тыс. руб., внебюджетных источников – 1 255 252,47 тыс. руб. [2].

А также, по заказу администрации города было заключено трёхстороннее соглашение (договор) на создание и разработку Генерального плана г. Набережные Челны между Заказчиком – Администрацией города, Управлением “Главинвестстрой РТ” и Исполнителем – ГУП “Татинвестгражданпроект” на

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

расчётный срок до 2025 года. К сегодняшнему дню имеем следующие технико-экономические показатели и задачи:

- Площадь территории города (по данным земельного кадастра) составляет 14653 га; К расчетному сроку (2025 г.) площадь территории города должна составить 19608 га.

- Население Набережных Челнов составляет 512,3 тыс. чел.; К 2025 году – 523,5 тыс. чел.

- Жилищная обеспеченность на сегодняшний день составляет $17,5 \frac{\text{м}^2}{\text{чел.}}$. По программе социально-экономического развития ГУП «Татинвестгражданпроект», учитывая рождаемость и повышение уровня жизни жителей, в Генплане была принята расчетная жилищная обеспеченность $25 \frac{\text{м}^2}{\text{чел.}}$.

- С целью обеспечения жителей города более комфортными условиями проживания поставлена задача в постройке 2785,4 тыс. м² жилых домов.

- Жилищный фонд города составляет 10302,1 тыс. м²; за расчётный срок уже должен составить 13087,5 тыс. м² жилья [3].

Подытожив всё вышесказанное, для города необходима компактная закрытая трансформаторная подстанция 110/(10-10) кВ, которая в условиях плотной городской застройки сможет обеспечивать электрической энергией потребителей разного назначения, такие как промышленные объекты, сельхозтоваропроизводителей, бюджетные учреждения, население города и прочих.

План развития города Набережные Челны до 2025 года, взятая из открытого источника, сконструированная компанией «Татинвестгражданпроект» показана на рисунке 1.1.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11



Рисунок 1.1 - План развития города Набережные Челны до 2025 года [4]

1.3 Преимущества закрытой трансформаторной подстанции 110/10-10 кВ

Весомые преимущества этой закрытой трансформаторной подстанции:

- Применение в качестве силовых трансформаторов — трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Трансформаторы с расщеплёнными обмотками — трансформаторы, имеющие разделенные на две или большее количество гальванически не связанных частей. Общая номинальная мощность трансформаторов с расщеплённой обмоткой равна номинальной мощности трансформатора такой же мощности, а напряжения и токи короткого замыкания относительно другой обмотки практически равны, поэтому эти части допускают независимую нагрузку или питание. Такие обмотки, обычно обмотки низкого напряжения, называются расщеплёнными. При коротком замыкании в цепи одной из частей расщеплённой обмотки в других обмотках трансформатора

возникают токи и напряжения существенно меньшие, чем в таком же трансформаторе с нерасщеплённой обмоткой низкого напряжения. То есть применение таких трансформаторов позволяет увеличить количество подключаемых линий (секций) и значительно снизить значения токов короткого замыкания по сравнению с обычными трансформаторами без расщепления обмоток.

- Компактность проектируемой подстанции. Проблемой современных городов является плотность городской застройки (многоэтажные дома, предприятия и другие виды сооружений). Проектируемая трансформаторная подстанция с примерными размерами 36x40 метров будет отличным решением имеющейся проблемы.

- Выбор современной защитной и коммутационной аппаратуры:

- 1) Элегазовых выключателей. Это один из видов высоковольтного выключателя, является коммутационным аппаратом, который использует электрический газ (элегаз SF₆, шестифтористую серу) в качестве среды гашения электрической дуги, отчего и получил такое название. Элегазовые выключатели предназначены для оперативных включений и отключений отдельных электрических оборудования или частей цепи в энергетической системе в любых режимах (будь то в нормальных или в аварийных режимах), управление может быть ручным, дистанционным, автоматическим. Преимущества элегазовых выключателей:

- Прекрасные изоляционные качества;
- Физические и химические свойства элегаза SF₆: он не воспламеняется, газ не взрывоопасен;
- Применяется на всех классах напряжений свыше 1 кВ;
- Отключающая способность;
- Бесшумная работа;
- Герметичная конструкция, которая не загрязняет окружающую среду: нет выхлопов в атмосферу. Благодаря такой конструкции сам элегаз не загрязняется пылью, влагой;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

- Надежное отключение индуктивных и емкостных токов. Гашение дуги происходит при естественном нулевом токе;
- Дугогасительные контакты не требуют частой замены, они не сильно подвержены эрозии и вообще не подвержены окислению, так как образовавшаяся дуга существует недолгое время благодаря хорошему гашению её элегазом;
- Быстрота срабатывания;
- Малая масса и габариты;
- Нечастое обслуживание (раз в 4-10 лет).

2) Разъединителей типа РЛК (Р - разъединитель, Л - линейный, К - качающегося типа) , РГНП (Р - разъединитель, Г – горизонтально-поворотный тип, Н – уровень изоляции по ГОСТ 1516.3 – 96, П – с полимерной изоляцией) и прочих предусмотренных для внутренней установки.

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения-включения отдельных обесточенных участков сети или оборудования, которые находятся под напряжением, для отключения участков сети с незначительными токами, а также для создания видимого разрыва электрической цепи при работах на линии или оборудовании. Разъединители внутренней установки также обладают рядом преимуществ:

- Рама разъединителя выполняется из цельного электроизоляционного материала (монолита), которая обладает высокой электрической и механической прочностью, высокой стойкостью к окружающим условиям;
- Может эксплуатироваться в различных климатических условиях;
- Трущиеся узлы не требуют смазки в течении 10-15 лет, так как узлы имеют малые моменты трения;
- Все детали и узлы покрыты антикоррозийным покрытием, которая выполнена качественно и может эксплуатироваться до 20-30 лет, прежде чем потребуются восстановление этого антикоррозийного слоя;
- Токоведущие части ножей и заземлителей (если они предусмотрены) покрываются оловом или никелем, другие части и детали – гальваническим цинком;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

– Надёжная работа главных ножей при сильном их нагреве и нагреве окружающей температуры воздуха до $+40\div 50$ °С;

– Высокая заводская готовность за счёт рационального кинематического соединения деталей.

3) ОПН (ограничители перенапряжения) – электрическая аппаратура, главной целью которого является ограничение уровня перенапряжений, вызываемых коммутационными процессами в электрических сетях или возникающих при грозовых перенапряжениях. Преимущества ограничителей напряжения перед разрядниками:

- ОПН приспособлен для ограничения широкого спектра перенапряжений;
- Количество срабатываний не ограничено, заданные параметры постоянны;
- Отсутствие искрового промежутка;
- Простая конструкция;
- Небольшая масса и габариты;
- Герметичность;
- Высокая нагрузка к механическим нагрузкам;
- Стоимость.

4) Измерительные трансформаторы напряжения и тока – это трансформаторы, предназначенные для снижения (уменьшения) первичных значений напряжения и тока до более удобных значений для измерения другими устройствами и приборами (устройства РЗА, счётчики и т.д.). На основе номенклатурного каталога компании «ЗЭТО» (Псковская область, г.Великие Луки), который производит и поставляет измерительные трансформаторы, разберём плюсы каждого из них:

- Взрыво- и пожаробезопасное исполнение (наличие защитных устройств);
- Герметичность благодаря качественным уплотнениям и изоляции;
- Практические не требуют обслуживания;
- Надёжное долговременное покрытие стальных частей;
- Диапазон работы от -60 °С до $+40$ °С.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

5) Трансформаторы собственных нужд (ТСН) – это силовой понижающий трансформатор, который питает группы электроприёмников (обслуживающее оборудование) собственных нужд подстанции. Суммарная мощность электрических потребителей подстанции невелика. К числу этих потребителей электрической энергии подстанции относятся: устройства РЗА, электрический подогрев помещений ЗТП, вентиляция, освещение (рабочее, аварийное), резерв и прочие электроприёмники. После расчётов возьмём ТСН типа ТСЗЛ (трехфазный сухой с естественным воздушным охлаждением при защищённом исполнении с литой изоляцией)

Преимущества трансформаторов ТСЗЛ:

- Работа в диапазоне температур от -45 до +40 °С;
- Используется внутри и снаружи помещений, то есть устойчива к негативным погодным явлениям;
- Экологичность, нет токсичных выделений в атмосферу;
- Обмотки трансформаторов взрыво- и пожаробезопасны;
- Сухой трансформатор практически не требует обслуживания, нет необходимости в замене трансформаторного масла;
- Есть возможность увеличения мощности трансформатора в случае реконструкции подстанции в будущем.

Цель проектирования ЗТП городского типа 110/(10-10) кВ направлена на расчёт необходимых составляющих и создание компактной закрытой трансформаторной подстанции, которая сможет обеспечивать электроэнергией промышленные предприятия, жилой сектор.

Таким образом, определим задачи ВКР:

- Рассчитать электрические нагрузки и на их основе выбрать мощность силовых трансформаторов;
- Произвести расчёт сечения питающих линий;
- Составить однолинейную схему электроснабжения и её описание;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

- Выполнить расчеты токов короткого замыкания. По полученным значениям выбрать современное электротехническое оборудование: коммутационные аппараты, измерительные приборы и счётчики;
- Произвести расчёт релейной защиты трансформаторов;
- Осуществить расчет заземляющего устройства ЗТП;
- Рассчитать освещение всех помещений ЗТП, выбрать количество и месторасположения светильников, питающие провода и их сечения.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

РАЗДЕЛ 2.

Конструкторская часть

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Закиров А.Э.</i>			<i>Проектирование закрытой трансформаторной подстанции городского типа 110/(10-10) кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>				18	16	
<i>Н. контр.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>				<i>НЧИ К(П)ФУ зр.2141105</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Башмаков Д.А.</i>						

В конструкторской части приведён расчёт электрических нагрузок, на их основе выбраны силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой, рассчитано сечение питающих линий, выбрана марка питающих ЛЭП, а также составлен генплан здания ЗТП, однолинейная схема электроснабжения и её описание.

2.1 Расчет электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов

Выбор количества трансформаторов и их мощности производится в зависимости от требуемой степени надежности электроснабжения и категории потребителей электрической энергии. ЗТП будет питать потребителей II и III категорий, что, естественно, потребует высокой надежности их питания. Для достижения этой цели подстанция будет выполнена с двумя рабочими трансформаторами с расщеплённой обмоткой, это позволит снизить значения токов короткого замыкания. Необходимый нормальный режим работы этих трансформаторов – это их раздельная работа на время срабатывания АВР или на время оперативного переключения линий оперативным персоналом. Это позволит применить более легкую, а самое главное дешёвую аппаратуру на стороне низшего напряжения трансформаторов.

Выбор числа и мощности трансформаторов производится также с учетом требований характера графика нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ 14209-85.

Высокая надежность трансформаторов позволяет обходиться их минимальным резервированием и поэтому для заданных условий выбирают трансформаторы предельной мощности.

Выбор номинальной мощности трансформаторов и оценка допустимости возникающих при эксплуатации режимов перегрузок осуществляется с учетом нагрузочной способности трансформаторов.

Изначально зададимся суточными графиками нагрузок ЗТП по низкой стороне, так как основная нагрузка ЗТП приходится на низкую сторону 10 кВ. Суточный график нагрузок показан на рисунке 2.1.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ				

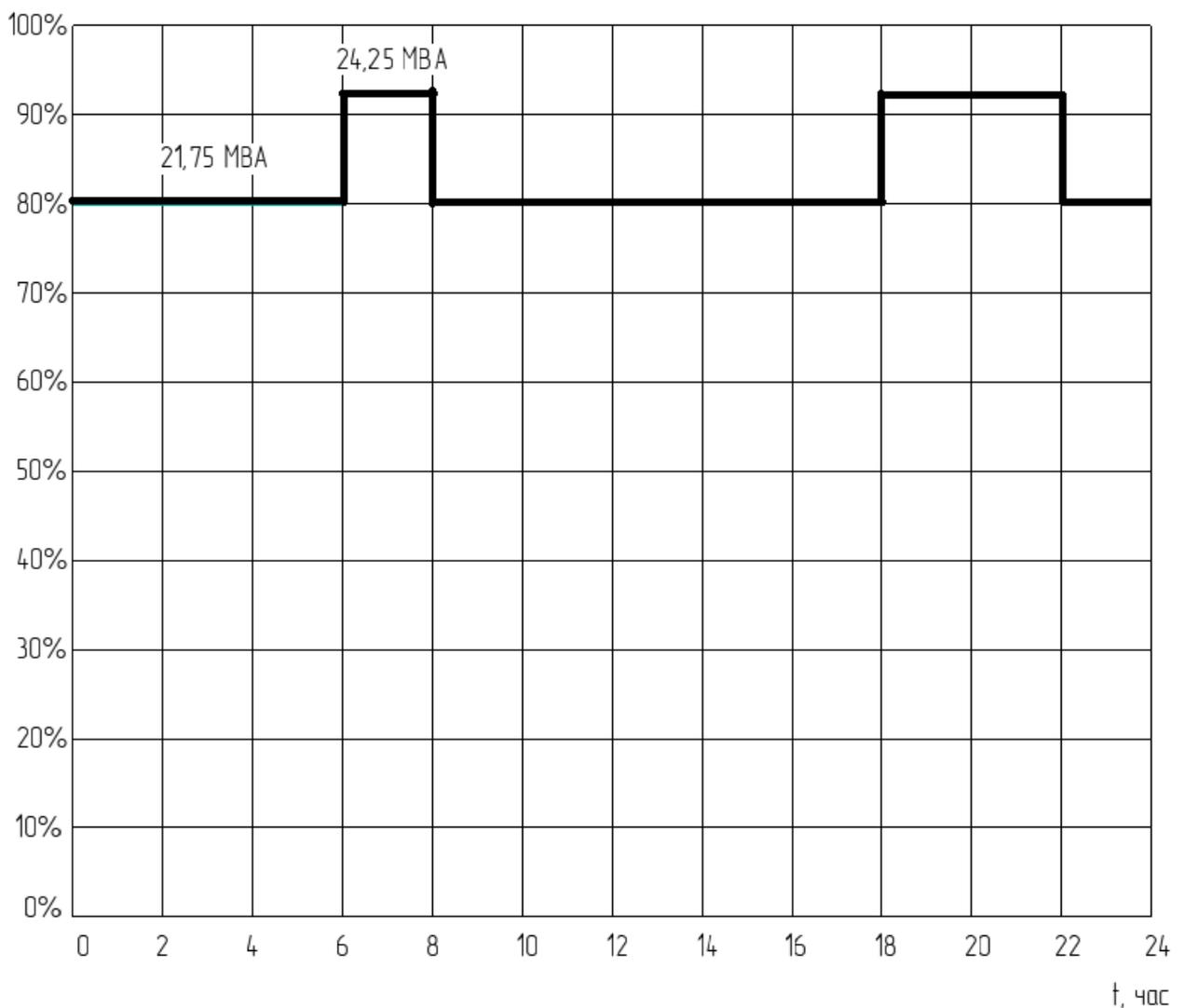


Рисунок 2.1 - Суточный график нагрузок

Формула выбора мощности трансформатора выглядит следующим образом:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{т.ном}} \cdot k_{\text{п}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность, которая передается через трансформатор, МВА;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность выбранного трансформатора, МВА;

$k_{\text{п}}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

Расчётная мощность трансформатора $S_{\text{расч}}$ находится суммированием мощностей нагрузок низкого напряжения и собственных нужд подстанции, то есть по формуле:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{нн}} + S_{\text{соб.н}}, \quad (2.2)$$

$S_{\text{нн}}$ – максимальная мощность нагрузки по сети низкого напряжения, МВА;

$S_{\text{соб.н}}$ – мощность, используемая на собственные нужды подстанции, МВА.

Мощность, передаваемая через трансформатор равна:

$$S_{\text{расч}} = 24,25 + 0,25 = 24,5 \text{ МВА};$$

Перегрузка трансформатора должна быть не более 40%, то есть допустимый коэффициент перегрузки возьмём: $k_{\text{п}} = 1,4$.

Предварительно выбираемая мощность трансформатора должна удовлетворять условию:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{24,5}{1,4} = 17,5 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор компании «Гольяттинский Трансформатор» типа ТРДН-25000/110-У1, мощностью 25000 кВА по таблице 4-1 [5]. Технические данные трансформатора занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Технические данные трансформатора [5]

№ п/п	Тип трансформатора	ТРДН-25000/110-У1
1	2	3
1	Завод изготовитель	ООО «Гольяттинский трансформатор»
2	Номинальная мощность обмоток, кВА: ВН/НН1/НН2	25000/12500/12500
3	Номинальное напряжение обмоток, кВ: ВН/НН1/НН2	115/10,5/10,5
4	Номинальный ток, А: ВН/НН1/НН2	126/1376/1376
5	Тип и коэффициент трансформации встроенных трансформаторов тока: ВН нейтраль	ТВТ-110-600/5 ТВТ-35-600/5
6	Число фаз	3
7	Схема и группа соединения обмоток	Ун/Д/Д-11-11
8	Напряжение короткого замыкания:	10,85%
9	Потери холостого хода, кВт	30,75

1	2	3
10	Ток холостого хода , %	0,45
11	Потери короткого замыкания ВН/СН, (ВН/НН), кВт	120,49
12	Способ и диапазон регулирования напряжения обмоток ВН	РПН±16%(±9х1,78%)
13	Напряжение питания двигателей системы охлаждения/РПН	380 В
14	Тип системы охлаждения (М,Д,Ц,ДЦ,НДЦ)	Д
15	Отправка (с маслом, без масла)	С маслом, марка ГК
16	Климатическое исполнение	У1
17	Полная масса, кг	66570
18	Транспортная масса, кг	56200
19	Форма катков (с ребордами/ без реборд)	С ребордами

Временные допустимые перегрузки в системе не ведут к сокращению срока службы трансформаторов и их изоляций. Они допустимы в течении большой продолжительности времени, даже при всём сроке службы. То есть их можно отнести к нормальному режиму работы. Перегрузки имеют место быть особенно при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора или в условиях изменяющейся температуры (зима-лето) охлаждающей среды при постоянной нагрузке.

По суточным графикам нагрузок, то есть по графикам потребления полной мощности, сети НН определяется суммарный суточный график потребления полной суммарной мощности. Ниже приведена формула для нахождения точек графика и её последующего построения:

$$S_{\Sigma} = \frac{S_{НН} \cdot X}{100} + S_{\text{соб.н}} \quad (2.3)$$

где S_{Σ} – общая суммарная мощность, передающаяся во вторичные цепи по сети низкого напряжения, МВА;

$S_{НН}$ – полная мощность, передающаяся в сеть низкого напряжения, МВА;

X – процентное значение, потребляемой мощности сетью, %;

$S_{\text{соб.н}}$ – мощность, используемая на собственные нужды подстанции, МВА.

Находим значения суммарной мощности для каждого из временных промежутков:

$$0 - 6: S_{\Sigma} = \frac{25 \cdot 80}{100} + 0,25 = 22 \text{ МВА};$$

$$6 - 8: S_{\Sigma} = \frac{25 \cdot 95}{100} + 0,25 = 24,5 \text{ МВА};$$

$$8 - 18: S_{\Sigma} = \frac{25 \cdot 80}{100} + 0,25 = 22 \text{ МВА};$$

$$18 - 22: S_{\Sigma} = \frac{25 \cdot 95}{100} + 0,25 = 24,5 \text{ МВА};$$

$$22 - 24: S_{\Sigma} = \frac{25 \cdot 80}{100} + 0,25 = 22 \text{ МВА}.$$

Рассчитанные данные сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Суммарная мощность, передающаяся по сети НН в определённые интервалы времени

Промежутки времени, ч.	0 – 6	6 – 8	8 – 18	18 – 22	22 – 24
Суммарная потребляемая мощность, МВА	22	24,5	22	24,5	22

По полученным значениям строим суточный график потребляемой полной суммарной мощности (рисунок 2.2) по таблице 2.2.

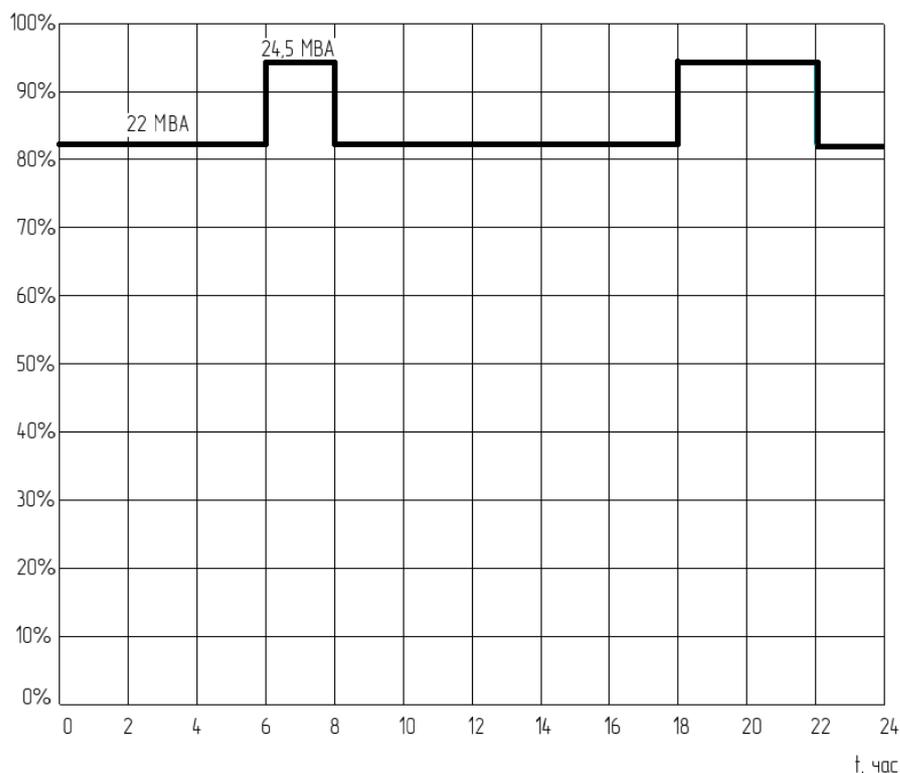


Рисунок 2.2 - Суточный график потребляемой полной суммарной мощности

Выделим по графику участок с наименьшей нагрузкой (начальной) общей продолжительностью 18 часов и по имеющимся значениям мощности S_i определим значение мощности S_1 по формуле приведенной ниже. В формулу подставляем имеющиеся значения из таблицы 1.2.

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (2.4)$$

где S_1 – начальная нагрузка на трансформатор, МВА;

S_i – мощность нагрузки определённого i -го интервала, МВА;

Δt_i – длительность определённого n -го интервала, часы.

Подставив значения получим:

$$S_1 = \sqrt{\frac{22^2 \cdot 18}{18}} = 22 \text{ МВА}$$

Определяем начальную перегрузку K_1 начального участка графика по формуле:

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (2.5)$$

где S_1 – начальная нагрузка на трансформатор, МВА;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$K_1 = \frac{22}{25} = 0,88$$

Выделим по графику участок с наибольшей нагрузкой общей продолжительностью 6 часов и по имеющимся значениям мощности S_i определим значение мощности S_2 по формуле приведенной ниже. В формулу подставляем имеющиеся значения из таблицы 1.2.

$$S_2 = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} \quad (2.6)$$

где S_2 – наибольшая нагрузка на трансформатор, МВА;

S_i – мощность нагрузки определённого i -го интервала, МВА;

Δt_i – длительность определённого n -го интервала, часы.

Подставив значения получим:

$$S_2 = \sqrt{\frac{24,5^2 \cdot 6}{6}} = 24,5 \text{ МВА}$$

Определяем наибольшую перегрузку K_2 следующего участка графика по формуле:

$$K_2 = \frac{S_2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \quad (2.7)$$

где S_2 – наибольшая нагрузка на трансформатор, МВА;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$K_2 = \frac{24,5}{25} = 0,98$$

Определяем максимальное значение перегрузки K_{max} исходного графика нагрузки по формуле:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (2.8)$$

						Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	

где S_{\max} – максимальное значение мощности, взятое по таблице 1.2, МВА.

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$K_{\max} = \frac{24,5}{25} = 0,98$$

Сравниваем ранее полученные значения нагрузок K_2 и K_{\max} :

$$K_2 \geq 0,9 \cdot K_{\max} = 0,9 \cdot 0,98 = 0,88 \quad (2.9)$$

Условие $K_2 \geq 0,9 \cdot K_{\max}$ выполняется, тогда принимаем $K_2 = K'_2$ и $h = h'$

Расчетная перегрузка K_2 продолжительностью h может быть оценена расчетом по одним и тем же формулам для систематических и аварийных перегрузок.

Необходимо проверить допустимость данной расчетной перегрузки трансформатора. Для этого должны выполняться следующие условия: $K_2 \leq K_{\text{доп}}$, $K_2 \leq K_{\text{авар}}$.

Эквивалентная температура окружающей среды для города Набережные Челны составляет $\theta_{\text{охл}} = -10$ °С за время действия эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки. Параметры K_1, K_2 и h рассчитаны, для максимально допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов выбраны значения: $K_{\text{доп}} = 1,38$ и $K_{\text{авар}} = 1,6$.

Условия $K_2 \leq K_{\text{доп}}$, $K_2 \leq K_{\text{авар}}$ выполняются, то есть расчётное значение меньше допустимого значения систематических и аварийных перегрузок:

$$0,98 \leq 1,38$$

$$0,98 \leq 1,6.$$

Для двухобмоточного трансформатора необходимо выполнение следующих дополнительных условий:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_2}{K_{\text{авар}}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_2}{K_{\text{доп}}}; \quad (2.11)$$

Осуществляем проверку по дополнительным условиям:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$25 \geq \frac{24,5}{1,6} = 15,3;$$

$$25 \geq \frac{24,5}{1,38} = 17,75.$$

Все необходимые условия выполняются. Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой типа ТРДН-25000/110-У1 принимаем к установке.

2.2 Выбор питающей линии электропередач 110 кВ

Начальные данные:

Максимальная отпускаемая мощность одной линией $S_{\text{вн.мах}} = 25$ МВА;

Количество отходящих линий 2;

Длины линий: $L_1/L_2 = 10/10$ км.

Продолжительность использования максимальной нагрузки согласно рис.2.2 и табл.2.2 определяется по формуле:

$$T_{\text{мах}} = \frac{n_3 \cdot \sum(S_i \cdot \Delta t_i) + n_{\text{л}} \cdot \sum(S_j \cdot \Delta t_j)}{S_{\text{вн.мах}}}, \quad (2.12)$$

где $T_{\text{мах}}$ – продолжительность использования максимальной нагрузки, ч.;

n_3 – число зимних дней в году, дней;

S_i – мощность, потребляемая в зимние времена года, МВ · А;

Δt_i – время, в течение которого потребляется мощность S_i , ч.;

$n_{\text{л}}$ – число летних дней в году, дн;

S_j – мощность, потребляемая в летнее время года, МВ · А;

Δt_j – время, в течение которого потребляется мощность, S_j , ч;

$S_{\text{вн.мах}}$ – максимальная мощность, потребляемая сетью высокого напряжения, МВА.

$$T_{\text{мах}} = \frac{195 \cdot (22 \cdot 18 + 24,5 \cdot 6) + 170 \cdot (22 \cdot 18 + 24,5 \cdot 6)}{25} = 7928 \text{ ч}$$

При использовании максимума нагрузки в год более 5000 часов для алюминиевых кабелей с поливинилхлоридной изоляцией экономическая плотность тока по ПУЭ 1.3.36 берётся [6]:

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$j_{\text{ЭК}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$$

Номинальный расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{норм.расч.}} = \frac{P_{\text{ВН.мах}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (2.13)$$

где $I_{\text{норм.расч.}}$ – нормальный расчетный ток, А;

$P_{\text{ВН.мах}}$ – максимальная отпускаемая активная мощность на одну линию сети высокого напряжения, МВт;

$U_{\text{Н}}$ – номинальное напряжение сети высокого напряжения, кВ.

$$I_{\text{норм.расч.}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 65,7 \text{ А}$$

Экономическое сечение провода определяется по формуле:

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм.расч.}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.14)$$

где $q_{\text{ЭК}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока по ПУЭ, А/мм².

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{65,7}{1,0} = 65,7 \text{ мм}^2$$

Принимается ближайшее стандартное 70 мм² и предварительно выбирается кабель марки ААШВЭ 1х70 (А – Алюминиевая токопроводящая жила, А – алюминиевая оболочка, Шв – защитный покров (шланг) из ПВХ, Э – экранированный, 1 – количество жил, 70 – сечение жилы (мм²)) для прокладки под землёй в траншее, который имеет допустимую длительную токовую нагрузку по ПУЭ 1.3.16 равную 340 А [6].

Необходимая проверка осуществляется в режиме аварии, то есть в режиме обрыва одной из линий (или части цепи). Протекающий по оставшейся цепи ток определяется по формуле:

$$I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ВН.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (2.15)$$

где $I_{\text{мах}}$ – максимальный расчетный ток;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

$P_{\text{вн.маx}}$ – максимальная отпускаемая активная мощность на одну линию сети высокого напряжения, МВт;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети высокого напряжения, кВ.

$$I_{\text{маx}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,3 \text{ А}$$

Условие $I_{\text{маx}} < I_{\text{доп}}$ выполняется, значит, в качестве кабельных ЛЭП принимается провод марки ААШВЭ 1х70 и проверяется по потерям напряжения.

Проверяем длину питающей линии по потере напряжения, которая в нормальном режиме не должна превышать 5%, а в аварийном режиме – 10%.

– в нормальном режиме ($\Delta U_{\text{доп.н.}} = 5\%$):

$$L_{\text{доп.н.}} = \Delta L \cdot \Delta U_{\text{доп.н.}} \cdot \frac{I_{\text{дл.доп.}}}{I_{\text{р.маx}}}, \quad (2.16)$$

где $L_{\text{доп.н.}}$ – допустимая длина по потере напряжения в норм. режиме, км;

ΔL – длина линии, км;

$\Delta U_{\text{доп.н.}}$ – допустимая потеря напряжения в нормальном режиме, %;

$I_{\text{дл.доп.}}$ – длительно допустимое значение тока, А;

$I_{\text{р.маx}}$ – расчётное максимальное значение тока, А.

Тогда:

$$L_{\text{доп.н.}} = 10 \cdot 5 \cdot \frac{340}{65,7} = 258,8 \text{ км}$$

– в послеаварийном режиме ($\Delta U_{\text{доп.ав.}} = 10\%$):

$$L_{\text{доп.ав.}} = \Delta L \cdot \Delta U_{\text{доп.ав.}} \cdot \frac{I_{\text{дл.доп.}}}{I_{\text{р.ав.}}}, \quad (2.17)$$

где $L_{\text{доп.ав.}}$ – допустимая длина по потере напряжения в авар. режиме, км;

$\Delta U_{\text{доп.ав.}}$ – допустимая потеря напряжения в аварийном режиме, %.

$$L_{\text{доп.ав.}} = 10 \cdot 10 \cdot \frac{340}{131,3} = 258,95 \text{ км}$$

Данная длина значительно превышает минимальное расстояние 20 км, то есть сечение 70 мм^2 по потере напряжения проходит. Поэтому, к окончательной установке принимаем кабель ААШВЭ 1х70.

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Питающие кабельные линии прокладываются в заранее вырытых траншеях под глубиной 1-1,5 метра. Перед укладкой кабеля траншея засыпается песком в 10 см и трамбуется. По всей трассе прокладывают ПВХ/ПНД трубы или железобетонные лотки, после чего силовой кабель прокладывается легкими волнами без натяжений. После укладки кабеля осуществляется защита от случайного повреждения при помощи плит или кирпича поперёк трассы. Далее осуществляется предварительная засыпка кабеля песком, укладываются плитки ПЗК или сигнальная лента и производится окончательная засыпка кабеля. Кабель ААШВЭ имеет ПВХ изоляцию, что обеспечивает необходимый уровень безопасности.

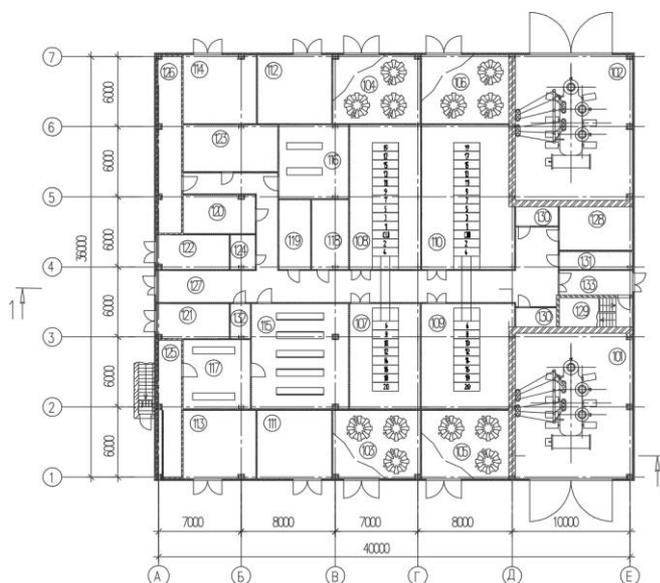


Рисунок 2.3 – Расположение оборудования ЗТП на отметке 0,000 м

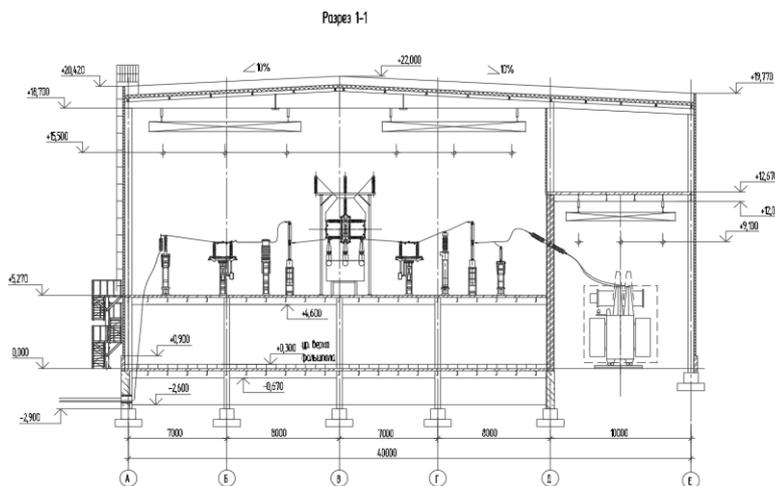


Рисунок 2.4 – Разрез по силовому трансформатору и высокой стороне

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

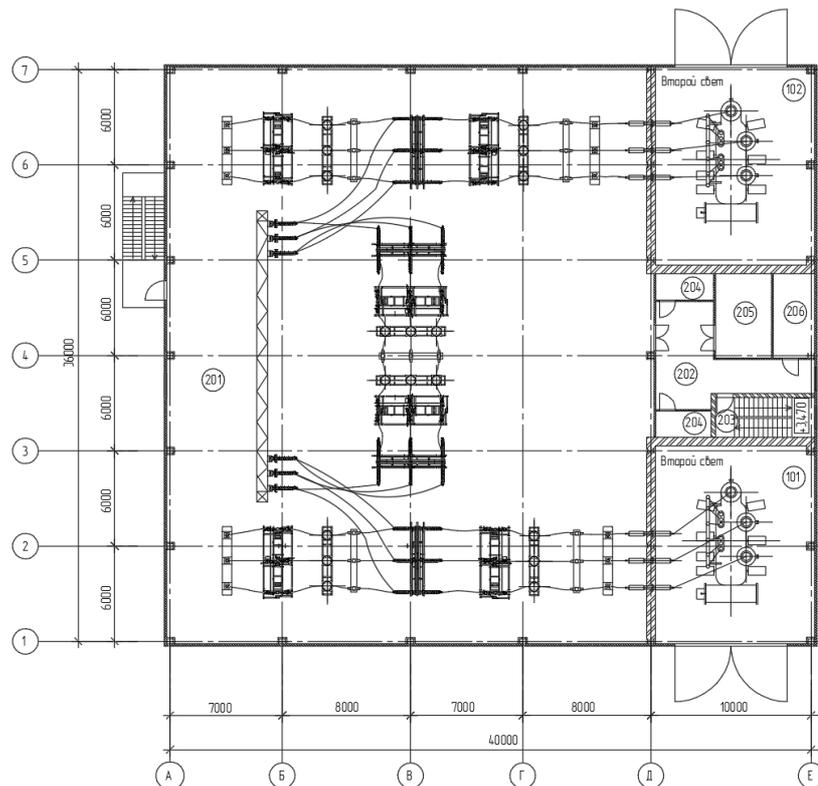


Рисунок 2.5 – Второй этаж здания ЗТП

2.3 Описание однолинейной схемы электроснабжения

Кабельные вводы размещены в траншее. Такой способ не требует объёмных работ при прокладке кабелей, а также создаются необходимые условия для охлаждения кабелей. Размещение кабелей в траншеях позволит обходиться без опор ВЛЭП, что значительно удешевит весь процесс прокладки. Непосредственный ввод силовых кабелей в ЗТП производится через подвал на отметке -2,900 метров. Кабели по кабельной шахте, снабжённой специальными скобами и лотками, прокладываются до защитной аппаратуры.

Схема ЗРУ-110 представляет собой схему «мостик» с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Применяется подобная схема в РУ напряжением 35-220 кВ, а именно в проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием для сохранения в работе трансформаторов при КЗ на линиях. На случай выхода из строя одной из линий и/или выводе оборудования на ремонт используется ремонтная перемычка. Перемычка снабжается разъединителями РГНПЗ-110, линейным элегазовым выключателем ВГТ-110 и трансформаторами тока ТОГФ-110.

						<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			31

В качестве силовых трансформаторов используются ТРДН-25000/110 - трансформаторы с расщеплённой обмоткой низшего напряжения с естественной циркуляцией масла, имеется устройство РПН. Преимуществом этого трансформатора является то, что при коротком замыкании в цепи одной из частей расщеплённой обмотки в других обмотках трансформатора возникают токи и напряжения существенно меньшие, чем в таком же трансформаторе с нерасщеплённой обмоткой низкого напряжения. То есть применение таких трансформаторов позволяет увеличить количество подключаемых линий (секций) и значительно снизить значения токов короткого замыкания по сравнению с обычными трансформаторами без расщепления обмоток.

Для ограничения уровня перенапряжений, вызываемых коммутационными процессами в электрических сетях или возникающих при грозовых перенапряжениях, на высокой стороне используются ОПН-110. Для отключения и включения обесточенных участков сети, и для создания видимого разрыва на подстанции используются разъединители РГНП, то есть разъединители горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией (могут снабжаться заземляющими ножами). Для автоматического включения-отключения отдельных оборудования или частей цепи при нормальных или аварийных режимах на подстанции стоят элегазовые выключатели ВГТ-110. Для измерения необходимых значений устройствами (РЗиА, счётчики, вольтметры, амперметры и другие устройства) предназначены измерительные трансформаторы напряжения и тока НАМИ-110 (трансформатор напряжения антирезонансный с естественным охлаждением воздуха и масла) и ТОГФ-110 (трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией), соответственно, которые снижают первичные значения напряжения и тока до удобных для измерения.

Схема РУ-10 представляет собой одну сборную шину, секционированную секционным выключателем СВ 10 кВ. Поскольку на подстанции стоят трансформаторы с расщеплённой обмоткой, то количество шин увеличивается вдвое. Соответственно, количество секций тоже увеличивается вдвое.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

На каждой из отходящих линий НН стоят элегазовые выключатели внутренней установки LF2-10, разъединители РКВ-10 (Разъединители Клинового типа Внутренней установки, могут снабжаться заземляющими ножами), трансформаторы тока ТОЛ-10, трансформаторы напряжения НТМИ-10 и ограничители перенапряжения ОПН-10.

При отключении источника питания одной из секций, питание подается устройством автоматического включения резервного источника. АВР снабжается секционным выключателем с втычными контактами, линейным разъединителем и трансформаторами тока. То есть АВР гарантирует бесперебойное питание потребителей электроэнергией.

Для ограничения ударного тока короткого замыкания на каждой из секций установлен токоограничивающий реактор. А также на каждой из секций устанавливается дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов. Для питания потребителей самой подстанции (вентиляция, обогрев и освещение помещений, питание шкафов ЗРУ, РЗиА, ЩСН, АИИСКУЭиТМ) используется трансформатор собственных нужд ТСЗЛ-40/10 (Трансформатор Сухой Защищённый с Литой изоляцией).

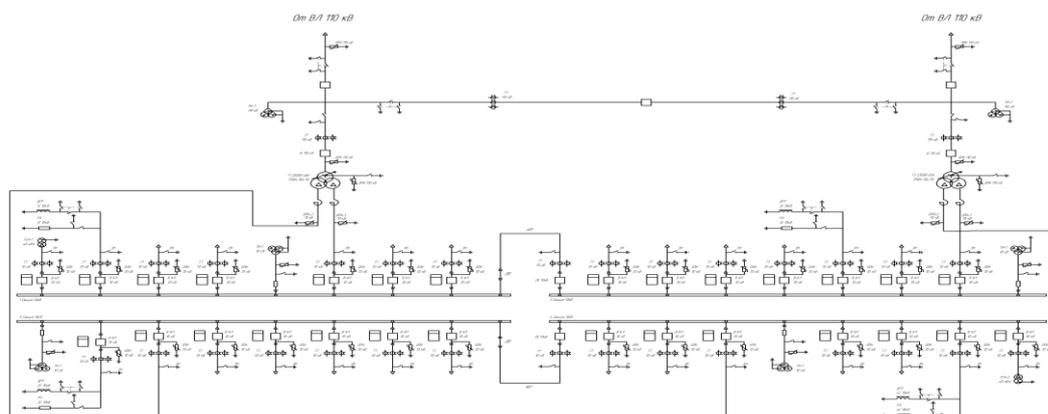


Рисунок 2.6 – Однолинейная схема электроснабжения

Вывод по разделу: в данном разделе был выполнен расчёт электрических нагрузок, на его основе были выбраны силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой, были рассчитаны сечения питающих линий и выбрана марка питающих линий ЛЭП, был составлен генплан ЗТП и однолинейная схема ЭСН.

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

РАЗДЕЛ 3. Технологическая часть

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Закиров А.Э.</i>			<i>Проектирование закрытой трансформаторной подстанции городского типа 110/(10-10) кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>				34	36	
<i>Н. контр.</i>		<i>Дрогайлова Л.Н.</i>			<i>НЧИ К(П)ФУ гр.2141105</i>			
<i>Утв.</i>		<i>Башмаков Д.А.</i>						

В данном разделе рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитаны и выбраны современные электротехнические оборудования, рассчитано заземление подстанции, релейная защита трансформаторов.

3.1 Расчёт токов короткого замыкания

Максимально опасное воздействие влечёт за собой трёхфазное короткое замыкание (КЗ), так как токи во время такого замыкания имеют максимально возможные значения. Поэтому для выбора необходимых оборудования рассчитываются значения трёхфазного КЗ.

Также необходимо рассчитать минимально возможные токи КЗ. Это выполняется с целью проверки чувствительности устройств РЗА. Иными словами, релейная защита должна реагировать на эти значения и срабатывать. Как правило, минимально возможные значения токов КЗ возникают при двухфазном коротком замыкании, учитывая всевозможные ремонтные режимы сети (часть ИП и ветвей бывает отключена, чтобы ток короткого замыкания был минимальным).

Расчетная схема электроснабжения (ЭСН) на ЗТП и её схема замещения для расчётов токов КЗ представлены на рисунках 3.1 и 3.2, соответственно.

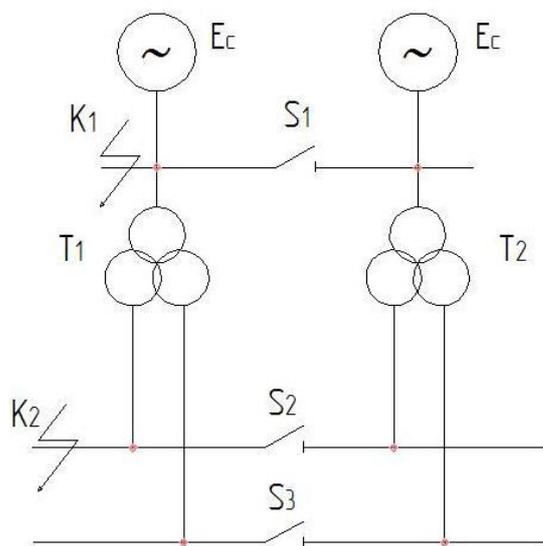


Рисунок 3.1 - Схема ЭСН на ЗТП

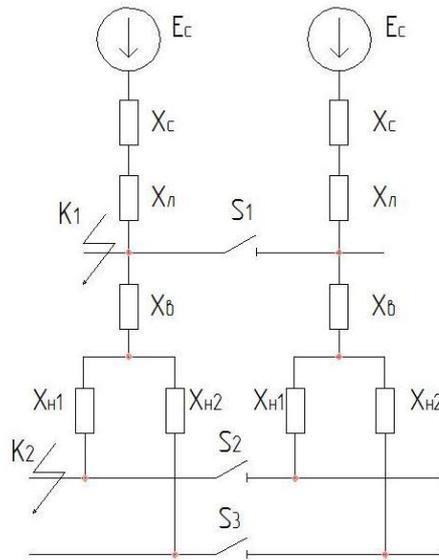


Рисунок 3.2 - Схема замещения

Предварительно принимается базисная мощность и напряжение:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{61} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{62} = 10,5 \text{ кВ}$$

Формулы для нахождения базисных токов:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}, \quad (3.1)$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}, \quad (3.2)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_{61}, U_{62} – базисные напряжения, кВ.

ЭДС системы:

$$E_c = \frac{U_{ст}}{U_{61}} = \frac{115}{115} = 1 \text{ о. е.} \quad (3.3)$$

где $U_{ст}$ – стандартное номинальное напряжение, кВ.

Сопротивление системы: $X_c = 0,5 \text{ о. е.}$

Расчётное удельное активное и индуктивное сопротивления кабельных линий (АС-70/11):

$$X_0 = 0,427 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; R_0 = 0,249 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Формулы для нахождения активного и индуктивного сопротивления линий:

$$X_{л} = X_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2}; \quad (3.4)$$

$$R_{л} = R_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2}; \quad (3.5)$$

где X_0 – расчётное удельное индуктивное сопротивление, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

R_0 – расчётное удельное активное сопротивление, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

$l_{л}$ – длина линии, км.

Подставив имеющиеся данные получим:

$$X_{л1} = X_{л2} = x_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = 0,427 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,323 \text{ о. е.} \quad (3.6)$$

$$R_{л1} = R_{л2} = R_0 \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = 0,249 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,19 \text{ о. е.} \quad (3.7)$$

Формулы для нахождения сопротивления трансформаторов:

$$X_{\text{в}} = \left(\frac{U_{\text{к}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} \right) \cdot \left(1 - \frac{K_{\text{р}}}{4} \right) = \left(\frac{10,5}{100} \right) \cdot \left(\frac{1000}{25} \right) \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4} \right) = 0,525 \text{ о. е.} \quad (3.8)$$

$$R_{\text{в}} = \left(\frac{X_{\text{в}}}{X/R} \right) = \frac{0,525}{15} = 0,035 \text{ о. е.} \quad (3.9)$$

$$X_{\text{н}} = \left(\frac{U_{\text{к}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} \right) \cdot \left(\frac{K_{\text{р}}}{2} \right) = \left(\frac{10,5}{100} \right) \cdot \left(\frac{1000}{25} \right) \cdot \left(\frac{3,5}{2} \right) = 7,35 \text{ о. е.} \quad (3.10)$$

$$R_{\text{н}} = 2 \cdot R_{\text{в}} = 0,07 \text{ о. е.}, \quad (3.11)$$

где $U_{\text{к}}$ – стандартное номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{н}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент расщепления.

3.1.1 Определение токов КЗ на шинах ВН (точка К1)

3.1.1.1 Секционный выключатель S1 разомкнут

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

$$X_{\text{э}} = X_{\text{с}} + X_{л1} = 0,5 + 0,323 = 0,823 \text{ о. е.} \quad (3.12)$$

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$R_3 = R_c + R_{л1} = 0 + 0,19 = 0,19 \text{ о. е.} \quad (3.13)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{0,823^2 + 0,19^2} = 0,844 \text{ о. е.} \quad (3.14)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{п0} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{0,844} = 1,185 \text{ о. е.} \quad (3.15)$$

$$I_{п0} = 1,185 \cdot I_{б1} = 1,185 \cdot 5,02 = 5,95 \text{ кА}, \quad (3.16)$$

где E_c, Z_3 – ЭДС и полное эквивалентное сопротивление ветви, о.е.

Наибольшее значение апериодической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{пм} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} = \sqrt{2} \cdot 1,185 = 1,676 \text{ о. е.} \quad (3.17)$$

$$i_{a0} = I_{пм} = 1,676 \cdot I_{б1} = 1,676 \cdot 5,02 = 8,41 \text{ кА.} \quad (3.18)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{пм} = 1,8 \cdot 1,676 = 3,02 \text{ о. е.} \quad (3.19)$$

$$I_y = 3,02 \cdot I_{б1} = 3,02 \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА.} \quad (3.20)$$

где K_y – ударный коэффициент.

3.1.1.2 Секционный выключатель S1 замкнут

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

$$X_3 = \frac{X_c + X_{л1}}{2} = \frac{0,5 + 0,323}{2} = 0,4115 \text{ о. е.} \quad (3.21)$$

$$R_3 = \frac{R_c + R_{л1}}{2} = \frac{0 + 0,19}{2} = 0,095 \text{ о. е.} \quad (3.22)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{0,4115^2 + 0,095^2} = 0,422 \text{ о. е.} \quad (3.23)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{0,422} = 2,37 \text{ о. е.} \quad (3.24)$$

$$I_{\Pi 0} = 2,37 \cdot I_{61} = 2,37 \cdot 5,02 = 11,9 \text{ кА}, \quad (3.25)$$

где E_c, Z_3 – ЭДС и полное эквивалентное сопротивление ветви, о.е.

Наибольшее значение аperiodической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} = \sqrt{2} \cdot 2,37 = 3,35 \text{ о. е.} \quad (3.26)$$

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = 3,35 \cdot I_{61} = 3,35 \cdot 5,02 = 16,82 \text{ кА}. \quad (3.27)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{\Pi m} = 1,8 \cdot 3,35 = 6,03 \text{ о. е.} \quad (3.28)$$

$$I_y = 6,03 \cdot I_{61} = 6,03 \cdot 5,02 = 30,3 \text{ кА}. \quad (3.29)$$

3.1.2 Определение токов КЗ на шинах НН (точка К2)

3.1.2.1 Секционные выключатели S1 и S2 разомкнуты

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

$$X_3 = X_H + X_B + X_L + X_C = 7,35 + 0,525 + 0,323 + 0,5 = 8,7 \text{ о. е.} \quad (3.30)$$

$$R_3 = R_H + R_B + R_L + R_C = 0,07 + 0,035 + 0,19 + 0 = 0,61 \text{ о. е.} \quad (3.31)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{0,61^2 + 8,7^2} = 8,72 \text{ о. е.} \quad (3.32)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{8,72} = 0,115 \text{ о. е.} \quad (3.33)$$

$$I_{\Pi 0} = 0,115 \cdot I_{62} = 0,115 \cdot 54,98 = 6,323 \text{ кА} \quad (3.34)$$

Наибольшее значение аperiodической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} = \sqrt{2} \cdot 0,115 = 0,163 \text{ о. е.} \quad (3.35)$$

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

$$i_{a0} = I_{\text{Пм}} = 0,163 \cdot I_{62} = 0,163 \cdot 54,98 = 8,96 \text{ кА.} \quad (3.36)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{\text{Пм}} = 1,65 \cdot 0,163 = 0,269 \text{ о. е.} \quad (3.37)$$

$$I_y = 0,269 \cdot I_{62} = 0,269 \cdot 54,98 = 14,79 \text{ кА.} \quad (3.38)$$

3.1.2.2 Секционные выключатели S1 и S2 замкнуты

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

$$X_3 = \frac{X_H + X_B}{2} + \frac{X_L + X_C}{2} = \frac{7,35 + 0,525}{2} + \frac{0,323 + 0,5}{2} = 4,35 \text{ о. е.} \quad (3.39)$$

$$R_3 = \frac{R_H + R_B}{2} + \frac{R_L + R_C}{2} = \frac{0,07 + 0,035}{2} + \frac{0,19 + 0}{2} = 0,1475 \text{ о. е.} \quad (3.40)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{0,1475^2 + 4,35^2} = 4,3525 \text{ о. е.} \quad (3.41)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{4,3525} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (3.42)$$

$$I_{\text{П0}} = 0,23 \cdot I_{62} = 0,23 \cdot 54,98 = 12,64 \text{ кА} \quad (3.43)$$

Наибольшее значение апериодической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{\text{Пм}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} = \sqrt{2} \cdot 0,23 = 0,325 \text{ о. е.} \quad (3.44)$$

$$i_{a0} = I_{\text{Пм}} = 0,325 \cdot I_{62} = 0,325 \cdot 54,98 = 17,87 \text{ кА.} \quad (3.45)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{\text{Пм}} = 1,65 \cdot 0,325 = 0,536 \text{ о. е.} \quad (3.46)$$

$$I_y = 0,536 \cdot I_{62} = 0,536 \cdot 54,98 = 29,5 \text{ кА.} \quad (3.47)$$

3.1.2.3 Секционные выключатели S1 разомкнут и S2 замкнут

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

$$X_3 = \frac{X_H + X_B + X_L + X_C}{2} = \frac{7,35 + 0,525 + 0,323 + 0,5}{2} = 4,35 \text{ о. е.} \quad (3.48)$$

$$R_3 = \frac{R_H + R_B + R_L + R_C}{2} = \frac{0,07 + 0,035 + 0,19 + 0}{2} = 0,1475 \text{ о. е.} \quad (3.49)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{4,35^2 + 0,1475^2} = 4,3525 \text{ о. е.} \quad (3.50)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{4,3525} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (3.51)$$

$$I_{\Pi 0} = 0,23 \cdot I_{62} = 0,23 \cdot 54,98 = 12,64 \text{ кА} \quad (3.52)$$

Наибольшее значение аperiodической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} = \sqrt{2} \cdot 0,23 = 0,325 \text{ о. е.} \quad (3.53)$$

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = 0,325 \cdot I_{62} = 0,325 \cdot 54,98 = 17,87 \text{ кА.} \quad (3.54)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{\Pi m} = 1,65 \cdot 0,325 = 0,536 \text{ о. е.} \quad (3.55)$$

$$I_y = 0,536 \cdot I_{62} = 0,536 \cdot 54,98 = 29,5 \text{ кА.} \quad (3.56)$$

3.1.2.4 Секционные выключатели S1 замкнут и S2 разомкнут

Эквивалентное активное и индуктивное сопротивления:

$$X_3 = \frac{X_L + X_C}{2} + X_H + X_B = \frac{0,323 + 0,5}{2} + 7,35 + 0,525 = 8,29 \text{ о. е.} \quad (3.57)$$

$$R_3 = \frac{R_L + R_C}{2} + R_H + R_B = \frac{0 + 0,19}{2} + 0,07 + 0,035 = 0,2 \text{ о. е.} \quad (3.58)$$

Полное эквивалентное сопротивление находится по формуле:

$$Z_3 = \sqrt{(R_3^2 + X_3^2)} = \sqrt{8,29^2 + 0,2^2} = 8,3 \text{ о. е.} \quad (3.59)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_c}{Z_3} = \frac{1}{8,3} = 0,12 \text{ о. е.} \quad (3.60)$$

$$I_{\Pi 0} = 0,115 \cdot I_{\zeta 2} = 0,12 \cdot 54,98 = 6,6 \text{ кА} \quad (3.61)$$

Наибольшее значение аperiodической составляющей i_{a0} трёхфазного короткого замыкания принимается равным амплитуде начального значения периодической составляющей:

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} = \sqrt{2} \cdot 0,12 = 0,17 \text{ о. е.} \quad (3.62)$$

$$i_{a0} = I_{\Pi m} = 0,17 \cdot I_{\zeta 2} = 0,17 \cdot 54,98 = 9,35 \text{ кА.} \quad (3.63)$$

Ударный ток к.з.:

$$I_y = K_y \cdot I_{\Pi m} = 1,65 \cdot 0,17 = 0,28 \text{ о. е.} \quad (3.64)$$

$$I_y = 0,269 \cdot I_{\zeta 2} = 0,28 \cdot 54,98 = 15,4 \text{ кА.} \quad (3.65)$$

3.2 Выбор аппаратов защиты на подстанции

3.2.1 Выбор выключателей на подстанции

3.2.1.1 Выбор выключателей на стороне ВН

Расчётное значение силы тока в нормальном и аварийном режимах находится по следующим формулам:

$$I_{p.\text{норм}} = \frac{P_{\text{ВН.маx}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 65,6 \text{ А} \quad (3.66)$$

$$I_{p.\text{авар}} = \frac{P_{\text{ВН.маx}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А} \quad (3.67)$$

Выберем выключатель типа ВГТ-110-40/2500-УХЛ1 с номинальными (рабочими) параметрами:

- номинальный рабочий ток $I_{\text{НОМ}} = 2,5 \text{ кА}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.откл}} = 40 \text{ кА}$;
- амплитудное значение предельного сквозного тока (наибольший пик)
 $I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$;
- собственное время отключения $t_{\text{в.о}} = 0,03 \text{ с}$;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- ток термической стойкости $I_T = 40$ кА;
- время протекания тока термической стойкости $t_T = 3$ с [7].

Проверку выбранных выключателей осуществляем:

- По отключающей способности:

- по способности отключения периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{nt} = I_{no} = 11,9 \text{ кА} \leq I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА} \quad (3.68)$$

- по способности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = i_{ao} \cdot e^{-\frac{t_{c.з} + t_{в.о}}{T_a}} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (3.69)$$

где $t_{c.з} = 0,01$ с – минимальное время срабатывания защиты, с;

$t_{в.о} = 0,03$ с – время отключения выключателя, с;

$T_a = 0,02$ с – постоянная времени на шинах ВН подстанции, с;

$\beta_{\text{ном}}$ – содержание аperiodической составляющей, %.

$$I_{at} = 16,82 \cdot e^{-\left(\frac{0,01+0,03}{0,02}\right)} = 12,4 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА} \quad (3.70)$$

- по отключающей способности полного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.отк.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном.}}) \quad (3.71)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,9 + 12,4 = 29,2 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,4) = 79,2 \text{ кА}$$

- По электродинамической стойкости:

$$I_{п0} \leq I_{\text{пр.с.}} \quad (3.72)$$

$$i_{уд} \leq i_{\text{пр.с.}}(I_{\text{дин}}), \quad (3.73)$$

где $I_{\text{пр.с.}}$ – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания;

$i_{\text{пр.с.}}(I_{\text{дин}})$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (наибольший пик)

$$i_{\text{пр.с.}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{пр.с.}} = 2,55 \cdot I_{\text{пр.с.}} \quad (3.74)$$

$$I_{\text{пр.с.}} = \frac{i_{\text{пр.с.}}}{2,55} = \frac{102}{2,55} = 40 \text{ кА} \quad (3.75)$$

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{\text{П0}} = 11,9 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с.}} = 40 \text{ кА} \quad (3.76)$$

$$i_{\text{уд}} = 30,3 \text{ кА} \leq I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА} \quad (3.77)$$

• По термической стойкости по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.о}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \quad (3.78)$$

$$11,9^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,02) = 8,5 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.79)$$

Выбранный нами выключатель типа ВГТ-110-40/2500-УХЛ1 проходит по всем параметрам, принимаем его к установке.

3.2.1.2 Выбор выключателей на стороне НН

$$I_{\text{р.норм}} = \frac{P_{\text{вн.мах}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 721,7 \text{ А} \quad (3.80)$$

$$I_{\text{р.авар}} = \frac{P_{\text{вн.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ А} \quad (3.81)$$

Выберем выключатель типа LF2-10-40/2000 с номинальными (рабочими) параметрами:

- номинальный рабочий ток $I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$;
- номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$;
- амплитудное значение предельного сквозного тока (наибольший пик)
 $I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$;
- собственное время отключения $t_{\text{в.о}} = 0,07 \text{ с}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{Т}} = 40 \text{ кА}$;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{Т}} = 3 \text{ с}$ [8].

Проверку выбранных выключателей осуществляем:

• По отключающей способности:

- по способности отключения периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{нт}} = I_{\text{но}} = 12,64 \text{ кА} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 40 \text{ кА} \quad (3.82)$$

- по способности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

$$I_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t_{c.з} + t_{в.о}}{T_a}} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.откл} \quad (3.83)$$

где $t_{c.з} = 0,01$ с – минимальное время срабатывания защиты, с;

$t_{в.о} = 0,07$ с – время отключения выключателя, с;

$T_a = 0,07$ с – постоянная времени на шинах ВН подстанции, с;

$\beta_{ном}$ – содержание аperiodической составляющей, %.

$$I_{at} = 17,87 \cdot e^{-\left(\frac{0,01+0,07}{0,07}\right)} = 7,51 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА} \quad (3.84)$$

- по отключающей способности полного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном.}) \quad (3.85)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,64 + 7,51 = 25,4 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,35) = 76,4 \text{ кА} \quad (3.86)$$

• По электродинамической стойкости:

$$I_{по} \leq I_{пр.с.} \quad (3.87)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с.}(I_{дин}), \quad (3.88)$$

где $I_{пр.с.}$ – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания;

$i_{пр.с.}(I_{дин})$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (наибольший пик)

$$i_{пр.с.} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot I_{пр.с.} = 2,26 \cdot I_{пр.с.} \quad (3.89)$$

$$I_{пр.с.} = \frac{i_{пр.с.}}{2,26} = \frac{102}{2,26} = 45 \text{ кА} \quad (3.90)$$

$$I_{по} = 12,64 \text{ кА} \leq I_{пр.с.} = 45 \text{ кА} \quad (3.91)$$

$$i_{уд} = 30,3 \text{ кА} \leq I_{дин} = 102 \text{ кА} \quad (3.92)$$

• По термической стойкости по формуле:

$$W_k = I_{по}^2 \cdot (t_{c.з} + t_{в.о} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (3.93)$$

$$12,64^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,07) = 24 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.94)$$

Выбранный нами выключатель типа LF2-10-40/2000 проходит по всем параметрам, принимаем его к установке.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

3.2.2 Выбор разъединителей на подстанции

3.2.2.1 Выбор разъединителей на стороне ВН

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А}$$

Выберем разъединитель типа РГНП-110/1000-УХЛ1 с номинальными (рабочими) параметрами:

- номинальный рабочий ток $I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$;
- амплитудное значение сквозного предельного тока $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$;
- время термической стойкости $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ [9].

Проверка разъединителей осуществляется:

- по способности выдерживать ударный ток КЗ (электродинамической):

$$i_{\text{уд}} = 30,3 \text{ кА} \leq I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} \quad (3.95)$$

- по термической стойкости по формуле:

$$B_{\text{K}} = 11,9^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,02) = 8,5 \leq 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.96)$$

Выбранный нами разъединитель типа РГНП-110/1000-УХЛ1 проходит по всем параметрам, принимаем его к установке.

3.2.2.2 Выбор разъединителей на стороне НН

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ А}$$

Выберем разъединитель типа РКВ-10/2000-УХЛ1 с номинальными (рабочими) параметрами:

- номинальный рабочий ток $I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$;
- амплитудное значение сквозного предельного тока $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$;
- время термической стойкости $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$ [10].

Проверку выбранных разъединителей осуществляем:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

- по способности выдерживать ударный ток КЗ (электродинамической):

$$i_{уд} = 29,5 \text{ кА} \leq I_{дин} = 80 \text{ кА} \quad (3.97)$$

- по термической стойкости по формуле:

$$W_K = 12,64^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,07) = 24 \leq 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.98)$$

Выбранный нами разъединитель типа РКВ-10/2000-УХЛ1 проходит по всем параметрам, принимаем его к установке.

3.2.3 Выбор измерительных трансформаторов

Основной целью измерительных трансформаторов (это трансформаторы тока и напряжения) является уменьшение имеющихся значений первичных токов и напряжений до необходимых (удобных) значений для подключения к сети других измерительных приборов, таких как устройства автоматики, высокочастотные тестеры, защитные реле, испытательные приборы и другие. Надёжная работа измерительных трансформаторов влияет на подсчитываемые электрические измерения, их точность, точность учёта электрической энергии и надёжную работу релейной защиты и других автоматических приборов, устройств, защит.

3.2.3.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока – это трансформаторы, предназначенные для преобразования первичного тока до удобных для измерений значений. Первичная обмотка такого трансформатора включается в цепь последовательно с измеряемым переменным током, а во вторую же обмотку подключаются необходимые нам измерительные приборы (амперметры, ваттметры, счётчики). Необходимые для работы трансформаторы тока, запитывающие измерительные приборы выбирают по номинальному первичному току и номинальному вторичному току, а также трансформатор тока должен быть проверен на динамическую и термическую стойкость в режиме короткого замыкания.

Критерии выбора трансформаторов тока:

- номинальное напряжение:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (3.99)$$

- номинальный первичный ток:

$$I_{макс.раб} \leq I_{ном} \quad (3.100)$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (3.101)$$

- по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (3.102)$$

- по термической стойкости:

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (3.103)$$

3.2.3.1.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Имеющиеся данные:

- максимальный рабочий ток $I_{макс.раб} = 131,2 \text{ А}$
- Ударный ток $i_{уд} = 30,3 \text{ кА}$
- Тепловой импульс $W_K = 8,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Выбираем трансформатор тока типа ТОГФ-110-III-250/5 производства компании ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (сокращённо, ЗАО «ЗЭТО»).

Номинальные параметры:

- Номинальный первичный ток $I_1 = 250 \text{ А}$;
- Номинальный вторичный ток $I_2 = 5 \text{ А}$;
- Номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{ном} = 2 \text{ Ом}$;
- Ток динамической стойкости $I_{дин} = 102 \text{ кА}$;
- Ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- Время термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$ [11].

Трансформаторы тока устанавливаются в цепи ВН силовых трансформаторов и в цепи секционного выключателя. К вторичной обмотке трансформаторов тока присоединяются амперметры.

Осуществляем проверку трансформаторов тока:

						Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (3.104)$$

$$110кВ \leq 110 кВ$$

- по номинальному первичному току:

$$I_{макс.раб} \leq I_{ном} \quad (3.105)$$

$$131,2 А \leq 250 А$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (3.106)$$

$$2 Ом \leq 2 Ом$$

- по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (3.107)$$

$$30,3 кА \leq 102 кА$$

- по термической стойкости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (3.108)$$

$$8,5 кА^2 \cdot с \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$$

Принимаем к установке следующие приборы: амперметр типа Э-365 ($S = 0,1$ ВА), ваттметр Д-335 ($S = 0,5$ ВА), счётчик СЭТ-4ТМ ($S = 0,15$ ВА).

Выбранные приборы для высокого напряжения приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Измерительные приборы на стороне ВН

Прибор	Серия (тип)	Полная мощность каждой из фаз, ВА		
		А	В	С
Амперметр (показывающий)	Э-365	0,1	0,1	0,1
Ваттметр (регистрирующий)	Д-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной и реактивной мощностей	СЭТ-4ТМ	0,15	0,15	0,15
Итого		0,75	0,75	0,75

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,75}{5^2} = 0,03 Ом \quad (3.109)$$

Находим сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (3.110)$$

где $Z_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка трансформатора тока при работе, Ом;

$r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом (в диапазоне равной $0,05 \div 0,1$ Ом).

Тогда:

$$r_{\text{пр}} = 2 - 0,03 - 0,1 = 1,87 \text{ Ом}$$

По следующей формуле находим площадь поперечного сечения проводов:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.111)$$

где ρ – удельное сопротивление провода, которая равна: для медных – $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$, для алюминиевых – $0,0281 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина провода, м;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление провода, Ом.

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,87} = 0,936 \text{ мм}^2 \quad (3.112)$$

Выбираем в качестве провода для питания измерительных приборов кабель марки КВВГ, имеющего сечение $1,0 \text{ мм}^2$.

Таким образом, выбранный нами трансформатор тока ТОГФ-110-III-250/5 можно принять к установке.

3.2.3.1.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Имеющиеся данные:

- максимальный рабочий ток $I_{\text{макс,раб}} = 1443,4 \text{ А}$;
- ударный ток $i_{\text{уд}} = 29,5 \text{ кА}$;
- тепловой импульс $V_{\text{к}} = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Изначально выберем трансформатор тока типа ТОЛ-НТЗ-10-2000/5 производства компании «Невский Трансформаторный Завод» (НТЗ).

Номинальные параметры:

- Номинальный первичный ток $I_1 = 2000 \text{ А}$;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

- Номинальный вторичный ток $I_2 = 5 \text{ A}$;
- Номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$;
- Ток динамической стойкости $I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$;
- Ток одnoseкундной термической стойкости $I_T = 31,5 \text{ кА}$;
- Время термической стойкости $t_T = 1 \text{ с}$ [12].

Осуществляем проверку трансформаторов тока:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (3.113)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

- по номинальному первичному току:

$$I_{\text{макс.раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (3.114)$$

$$1443,4 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (3.115)$$

$$0,8 \text{ Ом} \leq 0,8 \text{ Ом}$$

- по динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}} \quad (3.116)$$

$$29,5 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}$$

- по термической стойкости:

$$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (3.117)$$

$$24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Принимаем к установке следующие приборы: амперметр типа Э-365 ($S = 0,15 \text{ ВА}$), ваттметр Д-335 ($S = 0,6 \text{ ВА}$), счётчик СЭТ-4ТМ ($S = 0,2 \text{ ВА}$).

Выбранные приборы для низкого напряжения приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Измерительные приборы на стороне НН

Прибор	Серия (тип)	Полная мощность каждой из фаз, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр (показывающий)	Э-365	0,15	0,15	0,15
Ваттметр (регистрирующий)	Д-335	0,6	0,6	0,6
Счетчик активной и реактивной	СЭТ-4ТМ	0,2	0,2	0,2

1	2	3	4	5
мощностей				
Итого		0,95	0,95	0,95

Суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,95}{5^2} = 0,038 \text{ Ом} \quad (3.118)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,038 - 0,1 = 0,662 \text{ Ом} \quad (3.119)$$

Сечение соединительных проводов:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,662} = 1,32 \text{ мм}^2 \quad (3.120)$$

Выбираем в качестве провода для питания измерительных приборов кабель марки КВВГ, имеющего сечение 1,5 мм².

Таким образом, выбранный нами трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10-2000/5 можно принять к установке.

3.2.3.2 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения – это трансформаторы, предназначенные для снижения (уменьшения) первичных значений напряжения до более удобных значений для измерения другими устройствами и приборами (устройства РЗиА, счётчики и т.д.).

3.2.3.2.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

На стороне высокого напряжения устанавливаем 1 вольтметр с переключением, основная задача которого это измерение фазного напряжения, а также установим 3 вольтметра, цель которых это измерение междуфазного напряжения. Итого, 4 вольтметра типа ЭВ2259М, $S_{\text{ном}} = 2 \text{ ВА}$.

Выбираем 2 трансформатора напряжения НАМИ-110 на высокой стороне, его номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 1000 \text{ ВА}$ [13].

Для выбора сечения соединительных проводов придерживаемся условия механической прочности.

Выбираем в качестве провода для питания измерительных приборов кабель марки КВВГ, имеющий сечение 2,5 мм².

Выбранные приборы на стороне высокого напряжения приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Измерительные приборы на стороне ВН

Прибор	Серия (тип)	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЭВ2259М	2	4	8
Ваттметр (регистрирующий)	Д-335	1,8	1	1,8
Счетчик активной и реактивной мощностей	СЭТ-4ТМ	0,2	1	0,2
Итого			6	10

3.2.3.2.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

На стороне низкого напряжения к обмотке трансформатора напряжения (вторичному) будут подключены: 1 вольтметр с переключением, основная задача которого это измерение фазного напряжения, а также установим 3 вольтметра, цель которых это измерение междуфазного напряжения.

Выбираем 4 трансформатора напряжения НТМИ-10 на низкой стороне, его номинальная мощность $S_{ном} = 150 \text{ ВА}$ [14].

Для выбора сечения соединительных проводов придерживаемся условия механической прочности.

Выбираем в качестве провода для питания измерительных приборов кабель марки КВВГ, имеющий сечение 2,5 мм².

Выбранные приборы на стороне низкого напряжения приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Измерительные приборы на стороне НН

Прибор	Серия (тип)	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЭВ2259М	2	4	8

1	2	3	4	5
Ваттметр (регистрирующий)	Д5066М	1,8	1	1,8
Счетчик активной и реактивной мощностей	СЭТ-4ТМ	0,2	1	0,2
Итого			6	10

3.2.4 Выбор ограничителей перенапряжения на стороне ВН и НН

На любых предприятиях, в зданиях разного назначения имеющееся оборудование может оказаться под непредвиденно высоким напряжением по сравнению с номинальным. Изоляция оборудования и проводов должна выдерживать подобные перенапряжения. Обычно такой режим может произойти из-за атмосферных перенапряжений (например, гроза, молния) или из-за коммутации в электрических цепях. Раньше для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых разрядов использовали разрядники. На смену им пришли ограничители напряжения (сокращённо ОПН), так как они обладают рядом плюсов по сравнению с разрядниками:

- отсутствует искровой промежуток (но может быть и с ним);
- ограничивает широкий спектр перенапряжений;
- неограниченное количество срабатываний;
- постоянные заданные параметры и т.д.

В нашем случае, ОПН – это устройство, для защиты электрического оборудования, а именно их изоляции, от атмосферных разрядов и прочих коммутационных перенапряжений. Выберем ОПН для высокого и низкого напряжений.

Для стороны ВН выберем ограничитель перенапряжений ОПН-П1-110/73/10/2 УХЛ1; на стороне НН будут стоять ОПН-П1-10/12,0/10/2 УХЛ2. Все ограничители перенапряжения и их комплектующие для установки производятся и поставляются компанией «ЗЭТО» [15].

3.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Трансформатор собственных нужд (сокращённо ТСН) – это силовой понижающий трансформатор, который питает группы электроприёмников (обслуживающее оборудование) собственных нужд подстанции. Суммарная мощность электрических потребителей подстанции невелика. К числу этих потребителей электрической энергии подстанции относятся: устройства РЗА, электрический подогрев помещений ЗТП, вентиляция, освещение (рабочее, аварийное), резерв и прочие электроприёмники.

Что бы выбрать ТСН, нам нужно рассчитать суммарную расчётную нагрузку электроприёмников собственных нужд. Все рассчитанные данные сводятся в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Потребители электроэнергии на ЗТП

Потребители	Количество потребителей, шт.	Номинальная мощность, кВА	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Коэффициент спроса K_c	Активная нагрузка, кВт	Реактивная нагрузка, кВАр
Устройства РЗА	25	0,75	0,9	1	16,875	8,17
Освещение	35	0,6	1	0,8	21	-
Обогрев помещений ЗТП	35	0,45	1	0,9	15,75	-
Вентиляция	35	0,45	0,87	0,8	13,7025	7,77
Шкафы ЗРУ 10 кВ, ЩСН, АИИСКУЭиТМ, устройств связи	12	0,75	1	1	9	-
ИТОГО	-	-	0,954	0,9	76,4	15,94

Формула для нахождения суммарной расчётной нагрузки электроприёмников собственных нужд выглядит следующим образом:

$$S_{\text{расч.}} = K_c \cdot \sqrt{(\sum P_{\text{уст.}})^2 + (\sum Q_{\text{уст.}})^2} \quad (3.121)$$

Подставив имеющиеся значения из таблицы 3.5, получим:

$$S_{\text{расч.}} = 0,9 \cdot \sqrt{(76,4)^2 + (15,94)^2} = 70,24 \text{ кВА}$$

Условие для выбора ТСН:

$$2 \cdot S_{\text{тр.}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{расч.}} \quad (3.122)$$

Выбираем 2 трансформатора собственных нужд ТСЗЛ-40/10, производимые и поставляемые компанией «Чебоксарский Электрозавод Трансформатор (ЧЭТ)»[16].

$$2 \cdot 40 \text{ кВА} \geq 0,7 \cdot 70,24 \text{ кВА}$$

$$80 \text{ кВА} \geq 49 \text{ кВА}$$

Коэффициенты загрузок ТСН в нормальном и аварийном режимах:

$$K_{\text{з.норм.}} = \frac{49}{2 \cdot 40} = 0,6125$$

$$K_{\text{з.авар.}} = \frac{49}{1 \cdot 40} = 1,225$$

Трансформаторы удовлетворяют необходимым требованиям (перегруз не более 40%), подходят по условию их выбора. Два ТСН будут подключены к секциям 1 и 2 (по одному на каждую из секций).

3.3 Заземление ЗТП

3.3.1 Расчёт заземляющих устройств

Исходные параметры для расчёта заземляющих устройств:

- Площадь подстанции $S = 36 \times 40 \text{ м}^2$;
- Удельное сопротивление грунта (чернозём) $\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (учитывая промерзания);
- Длина вертикального заземлителя $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$;
- Глубина залегания заземлителя в грунт $h = 2 \text{ м}$;
- Время срабатывания релейной защиты $t_{\text{р.з.}} = 0,12 \text{ с}$, время срабатывания выключателей $t_{\text{о.в.}} = 0,08 \text{ с}$;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

Время срабатывания защит суммируется:

$$\tau_{\text{откл.}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,12 + 0,08 = 0,2 \text{ с} \quad (3.123)$$

Для $\tau_{\text{откл.}} = 0,2 \text{ с}$ по справочнику находим допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр,доп}} = 400 \text{ В}$ [17].

Находим коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{\text{п}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{I_{\text{В}}L_{\text{Г}}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 560}{5 \cdot \sqrt{36 \cdot 40}}\right)^{0,45}} = 0,137 \quad (3.124)$$

где $M = 0,806$ (константа);

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5\rho_{\text{в,с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57; \quad (3.125)$$

S – площадь заземляемой территории: $\sqrt{S} = \sqrt{36 \cdot 40} = 38 \text{ м}$;

$L_{\text{Г}}$ – суммарная длина горизонтальных полос: $L_{\text{Г}} = 560 \text{ м}$ по генплану;

a – расстояние между вертикальными электродами: $a = 5 \text{ м}$.

Напряжение на заземлителе $U_{\text{з}}$:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{k_{\text{п}}} = \frac{400}{0,137} = 2919,7 \text{ В}, \quad (3.126)$$

Полученное значение в пределах допустимого (должно быть меньше 10 кВ по ПУЭ [6]).

Допустимое значение сопротивления заземляющего устройства:

$$R_{\text{з,доп}} = \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}} = \frac{2919,7}{6300} = 0,46 \text{ Ом}, \quad (3.127)$$

$$\text{где } I_{\text{з}} = \frac{U_{\text{н}} \cdot (35 \cdot L_{\text{кл}} + L_{\text{вл}})}{350} = \frac{110 \cdot (35 \cdot 0 + 20)}{350} = 6,3 \text{ кА}. \quad (3.128)$$

Допустимое значение сопротивления заземляющего устройства для сетей с глухозаземлённой и эффективно заземлённой нейтралью 110 кВ должно быть не более 0,5 Ом по ПУЭ [6]. Полученное значение является допустимым.

Действительный план заземления преобразуется в квадратную модель, величина её стороны равна:

$$\sqrt{S} = \sqrt{36 \cdot 40} = 38 \text{ м};$$

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{560}{2 \cdot 38} - 1 = 6,4 \rightarrow 7; \quad (3.129)$$

Округляем до ближайшего большего значения и берём $m = 7$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2\sqrt{S}(m + 1) = 2 \cdot 38 \cdot 8 = 608 \text{ м.} \quad (3.130)$$

Длина сторон каждой из ячеек составляет:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{38}{7} = 5,43 \text{ м.} \quad (3.131)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при условии, что $a/l_B = 1$:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{38 \cdot 4}{5} = 28, \quad (3.132)$$

принимаем $n_B = 28$.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B n_B = 5 \cdot 28 = 140 \text{ м.} \quad (3.133)$$

Рассчитаем относительную глубину:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{38} = 0,15 \quad (3.134)$$

Рассчитаем коэффициент A :

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{38} = 0,35. \quad (3.135)$$

Общее сопротивление сложного заземляющего устройства:

$$R_3 = A \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,35 \cdot \frac{55}{38} + \frac{55}{608 + 140} = 0,58 \text{ Ом,} \quad (3.136)$$

что больше $R_{3,доп} = 0,46 \text{ Ом}$.

Находится напряжение прикосновения:

$$U_{пр} = k_{п} I_3 R_3 = 0,137 \cdot 6300 \cdot 0,58 = 500,6 \text{ В,} \quad (3.137)$$

что больше допустимого значения 400 В.

Для уменьшения значений напряжения прикосновения и сопротивления заземляющего устройства до допустимых применяем метод подсыпки гравия или используем естественные заземлители.

3.3.2 Методы уменьшения напряжения прикосновения

1) Можно допустить, что на ЗТП могут быть использованы естественные заземлители системы трос – опоры 110 кВ общим сопротивлением 2 Ом. В этом случае, необходимое сопротивление искусственных заземлителей равно:

$$R_{иск} = \frac{R_e R_{з,доп}}{R_e - R_{з,доп}} = \frac{2 \cdot 0,46}{2 - 0,46} = 0,6 \text{ Ом.} \quad (3.138)$$

Тогда, сопротивление заземляющего контура подстанции будет удовлетворять требованию:

$$R_з < R_{иск}; \quad (3.139)$$

$$0,58 < 0,6.$$

Общее сопротивление сложного заземляющего устройства с учётом естественных заземлителей будет равна:

$$R'_з = \frac{R_з R_e}{R_з + R_e} = \frac{0,58 \cdot 2}{0,58 + 2} = 0,45 \text{ Ом} \quad (3.140)$$

что меньше $R_{з,доп} = 0,46 \text{ Ом}$.

Тогда напряжение прикосновения станет равной:

$$U_{пр} = k_{п} I_з R'_з = 0,137 \cdot 6300 \cdot 0,45 = 388,4 \text{ В,} \quad (3.141)$$

что меньше допустимого значения 400 В.

2) Суть второго метода уменьшения напряжения прикосновения состоит в подсыпке слоя гравия толщиной 0,2 м по всей территории ЗТП. Удельное сопротивление верхнего слоя почвы (гравия) станет равной $\rho_{в,с} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тогда

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18; \quad (3.142)$$

$$k_{п} = \frac{M\beta}{\left(\frac{I_B L_{г}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,806 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 560}{5 \cdot \sqrt{36 \cdot 40}}\right)^{0,45}} = 0,043; \quad (3.143)$$

						Лист
					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подсыпка гравием не будет влиять на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей равна 0,7 м (по Татарстану) и она больше толщины слоя гравия, поэтому ρ_1 и величина M останутся неизменными.

Напряжение на заземляющем устройстве U_3 :

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}} = \frac{400}{0,043} = 9302,3 \text{ В.} \quad (3.144)$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{9302,3}{6300} = 1,48 \text{ Ом,} \quad (3.145)$$

что больше $R_3 = 0,58 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения составит:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} I_3 R_3 = 0,043 \cdot 6300 \cdot 0,58 = 157,1 \text{ В,} \quad (3.146)$$

что меньше допустимого значения 400 В.

Определим максимально допустимый ток однофазного к.з. на данной подстанции:

$$I_{3,\text{max}} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}} R_3} = \frac{400}{0,043 \cdot 0,58} = 16038,5 \text{ А.} \quad (3.147)$$

При больших токах к.з. необходимо снизить величину R_3 за счет учащения сетки полос или дополнительных вертикальных электродов.

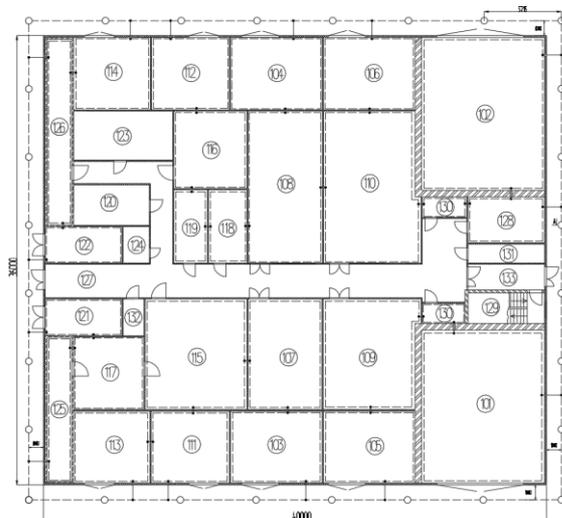


Рисунок 3.3 – Заземление ЗТП

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

3.4 Расчет защит силового трансформатора

3.4.1 Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

В первую очередь, определяются первичные и вторичные токи в плечах дифференциальной защиты трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.}}^{110} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.148)$$

$$I_{\text{НОМ.}}^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.}}^{110} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А},$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный первичный ток;

S - номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное межфазное напряжение, исследуемой стороны.

Выбирается трансформатор тока по величине номинального тока защищаемого трансформатора:

- Трансформатор тока на стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{НОМ.ТА}}^{110} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.}}^{110}; \quad (3.149)$$

$$I_{\text{НОМ.ТА}}^{110} = \sqrt{3} \cdot 131,2 = 227,3 \text{ А}.$$

Выбираем коэффициент трансформации $K_{\text{ТА}} = 300/5$.

- Трансформатора тока на стороне низкого напряжения:

$$I_{\text{НОМ.ТА}}^{10} = 1443,4 \text{ А}.$$

Выбираем коэффициент трансформации $K_{\text{ТА}} = 1500/5$.

Рассчитываем вторичные токи в плечах дифзащиты трансформатора для высокой и низкой стороны:

$$I_{\text{НОМ.2}}^{110} = \frac{K_{\text{СХ.}}}{K_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{НОМ.}}^{110}; \quad (3.150)$$

$$I_{\text{НОМ.2}}^{110} = \frac{\sqrt{3}}{(300/5)} \cdot 131,2 = 3,79 \text{ А}.$$

$$I_{\text{НОМ.2}}^{10} = \frac{K_{\text{СХ.}}}{K_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{НОМ.}}^{10}; \quad (3.151)$$

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$I_{\text{НОМ.2}}^{10} = \frac{1}{\left(\frac{1500}{5}\right)} \cdot 1443,4 = 4,81 \text{ А,}$$

где $K_{\text{сх.}}$ – коэффициент схемы для ТТ на основной стороне.

Определим ток срабатывания защиты на реле ДЗТ – 11:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{НОМ.1}}^{10} \quad (3.152)$$

где $K_{\text{отс.}} = 1,5$ – коэффициент отстройки для дифференциальной защиты на реле ДЗТ.

Основной стороной берём высокую сторону 110 кВ.

Определим ток срабатывания основной стороны:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,5 \cdot 131,2 = 196,8 \text{ А;}$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх.}}}{K_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{с.з.}} \quad (3.153)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5}\right)} \cdot 196,8 = 5,68 \text{ А.}$$

Число витков обмотки трансформатора (НТТ), подключаемой к трансформаторам тока основной частоты, рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{осн.расч.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}^{110}}; \quad (3.154)$$

$$W_{\text{осн.расч.}} = \frac{100}{5,68} = 17,6 \text{ (в),}$$

$$W_{\text{осн.}} = 18 \text{ (витков).}$$

где $F_{\text{ср}}$ – магнитодвижущая сила, необходимая для срабатывания реле, принимается равной 100 ± 5 (А) для дифференциальных реле.

Уточним ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{100}{18} = 5,55 \text{ А.}$$

Для неосновной обмотки, число витков определяется по условию обеспечения выравнивания МДС обмоток основной и неосновной сторон защищаемого трансформатора в номинальном режиме:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$I_{НОМ.2}^{110} \cdot W_{ОСН.} = I_{НОМ.2}^{10} \cdot W_{неосн.расч.} \quad (3.155)$$

Из этого соотношения следует, что число витков обмотки НТТ, включаемой на неосновной стороне, должно быть:

$$W_{неосн.расч.} = W_{ОСН.} \cdot \frac{I_{НОМ.2}^{110}}{I_{НОМ.2}^{10}}; \quad (3.156)$$

$$W_{неосн.расч.} = 18 \cdot \frac{3,79}{4,81} = 14,2 \text{ (в)}.$$

Выбираем $W_{неосн} = 14$ витков.

Для обеспечения несрабатывания реле при внешних КЗ на тормозной обмотке реле должно быть включено число витков W_m , которая вычисляется по формуле:

$$W_{m.расч.} \geq \frac{K_{отс.} \cdot I_{нб.мах} \cdot W_{неосн.расч.}}{I_{к.мах.ВН}^{(3)} \cdot \tan \alpha}; \quad (3.157)$$

где $I_{нб.мах}$ – максимальный ток небаланса, А;

W_p – расчетное число витков рабочей обмотки реле на стороне, где включено тормозная обмотка;

$\tan \alpha = 0,75$ – для реле ДЗТ-11.

Ток небаланса, приведенный к стороне НН, состоит из трёх составляющих:

$$I_{нб.мах} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}. \quad (3.158)$$

Первая составляющая тока небаланса $I'_{нб}$ определяется наличием погрешности ТА:

$$I'_{нб} = K_{апер.} \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.мах.ВН}^{(3)}; \quad (3.159)$$

$$I'_{нб} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 30200 = 6040 \text{ (А)},$$

где ε – относительное значение тока намагничивания, при выборе трансформаторов тока по кривым предельных кратностей принимаем равным 0,1;

$K_{одн.}$ – коэффициент однотипности, принимается равным 1;

$K_{апер.}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается равным 2 для реле с НТТ.

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Вторая составляющая тока небаланса $I''_{нб}$ зависит от изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при наличии устройства РПН:

$$I''_{нб} = \Delta U \cdot I_{к.мах.ВН}^{(3)}; \quad (3.160)$$

$$I''_{нб} = 0.16 \cdot 30200 = 4832 \text{ А},$$

где ΔU - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора.

Третья составляющая тока небаланса $I'''_{нб}$ обусловлена неточностью выравнивания магнитодвижущей силы (МДС) сторон промежуточного ТА реле ДЗТ – 11 и определяется по формуле:

$$I'''_{нб} = \frac{W_{неосн.расч.} - W_{неосн}}{W_{неосн.расч.}} \cdot I_{к.мах.ВН}^{(3)}; \quad (3.161)$$

$$I'''_{нб} = \frac{14,2 - 14}{14,2} \cdot 30200 = 425,35 \text{ А}.$$

Тогда:

$$I_{нб.мах} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, \quad (3.162)$$

$$I_{нб.мах} = 6040 + 4832 + 425,35 = 11297,35 \text{ А}.$$

Количество витков тормозной обмотки вычисляем по формуле:

$$W_{т.расч.} \geq \frac{K_{отс.} \cdot I_{нб.мах} \cdot W_{неосн.расч.}}{I_{к.мах.ВН}^{(3)} \cdot \tan \alpha}; \quad (3.163)$$

$$W_{т.расч.} \geq \frac{1.5 \cdot 11297,35 \cdot 14,2}{30200 \cdot 0,75} = 10,6 \text{ (в)}.$$

Определется коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{р.мин}}{I_{\text{ср}}}; \quad (3.164)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{35}{5,55} = 6,3 > 2.$$

$$I_{р.мин} = \frac{K_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{КЗ.ВН.мин}}^{(2)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{тр.мин}}} \quad (3.165)$$

$$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{3}/2) \cdot 15400}{(300/5) \cdot (110/10)} = 35 \text{ А.}$$

3.4.2 Расчет максимальной токовой защиты

Защита от внешних коротких замыканий служит для отключения трансформатора при КЗ на сборных шинах или на отходящих линиях, если РЗиА или выключатели этих элементов отказали в работе. МТЗ так же используется в качестве резервной (в случае отказа основных) с целью защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.} \cdot K_{зап.}}{K_B} \cdot I_{раб.мах}; \quad (3.166)$$

где $K_B = 0,85$ - для реле РТ-40;

$K_{отс.}$ – коэффициент отстройки, принимается равной 1,2.

Определяется сопротивление трансформатора по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2}{S_H}; \quad (3.167)$$

$$X_T = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 50,82 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_{уд.} \cdot l_{L1}; \quad (3.168)$$

$$X_L = 0.4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом.}$$

Формула для расчёта сопротивления двигателя при пуске:

$$X_{пуск. м2} = \frac{U^2_{дв. ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{\frac{P_{пуск}}{P_{ном}}}; \quad (3.169)$$

$$X_{пуск. м2} = \frac{((10000)^2 \cdot 0,85 \cdot 0,9)}{5.3 \cdot 430\,000} = 33,57 \text{ Ом}$$

$$I_{ном.дв.} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta}; \quad (3.170)$$

$$I_{\text{ном.дв.}} = \frac{430}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85 \cdot 0.9} = 32,45 \text{ А.}$$

Эквивалентное сопротивление $X_{\Sigma 1}$ приведем к высокой стороне 110 кВ:

$$X_{\Sigma 1}^{110} = X_{\Sigma 1} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НН}}} \right); \quad (3.171)$$

$$X_{\Sigma 1}^{110} = 13,68 \cdot \left(\frac{115 \cdot (1 - 0.16)}{10} \right) = 132,14 \text{ Ом.}$$

По следующей формуле находится сопротивление нагрузки:

$$X_{\text{нг1}(S_{\text{Н1}})} = \dot{X} \cdot \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{дл.доп.}}}; \quad (3.172)$$

$$X_{\text{нг1}(S_{\text{Н1}})} = 0,35 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 87} = 24,4 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление X_{Σ} состоит из следующих составляющих и находится по формуле:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{с}} + X_{L1} + X_{T1} + X_{\Sigma 1}^{110}; \quad (3.173)$$

$$X_{\Sigma} = 4,0 + 4 + 50,82 + 132,14 = 191,36 \text{ Ом.}$$

Найдём коэффициент самозапуска:

$$K_{\text{зап.}} = \frac{I_{\text{с.зап.}}}{I_{\text{пред.}}}; \quad (3.174)$$

$$K_{\text{зап.}} = \frac{290,6}{117,56} = 2,47$$

Формула нахождения тока самозапуска:

$$I_{\text{с.зап.}} = \frac{U_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}; \quad (3.175)$$

$$I_{\text{с.зап.}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 191,36} = 331,9 \text{ А.}$$

Предельный ток:

$$I_{\text{пред.}} = 1.4 \cdot I_{\text{ном.тр.}} = 1.4 \cdot \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}; \quad (3.176)$$

$$I_{\text{пред.}} = 1.4 \cdot \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ					

Подставив полученные значения рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.} \cdot K_{зап.}}{K_B} \cdot I_{пред.}; \quad (3.177)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.2 \cdot 2,47}{0.85} \cdot 183,7 = 640,6 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания реле будет равен:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} \cdot I_{с.з.}; \quad (3.178)$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5}\right)} \cdot 640,64 = 18,5 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем реле РТ-40/50.

Проверяется коэффициент чувствительности при двухфазном коротком замыкании за трансформатором:

$$K_{\chi} = \frac{I_{р.мин}}{I_{ср}}; \quad (3.179)$$

$$K_{\chi} = \frac{35}{18,5} = 1,89 > 1.2.$$

$$I_{р.мин} = \frac{K_{сх.} \cdot I_{КЗ.ВН.мин}^{(2)}}{K_{ТА} \cdot K_{тр.мин}} \quad (3.180)$$

$$I_{р.мин} = \frac{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{3}/2) \cdot 15400}{\left(\frac{300}{5}\right) \cdot \left(\frac{110}{10}\right)} = 35 \text{ А.}$$

Выдержку времени выбираем на ступень выше наибольшей выдержки времени $t_{с.з.}$, что бы обеспечивалась селективность:

$$t_{с.з.} = t_{с.з.(W)} + \Delta t \quad (3.181)$$

$$t_{с.з.} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

3.4.3 Расчет защиты от перегрузок

Ток срабатывания релейной защиты от перегрузок выбирается из условия возврата токового реле при минимальном токе трансформатора:

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{пред.}; \quad (3.182)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.85} \cdot 183,7 = 226,9 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} \cdot I_{с.з.}; \quad (3.183)$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5} \right)} \cdot 226,9 = 6,55 \text{ (А)},$$

где $K_{отс.}$ – коэффициент отстройки.

Окончательно выбираем реле РТ-40/20.

Выдержку времени (время срабатывания защиты) от перегрузок выбираем на ступень выше времени защиты трансформатора от внешних коротких замыканий (от времени срабатывания МТЗ):

$$t_{с.з.} = t_{с.з.МТЗ} + \Delta t \quad (3.184)$$

$$t_{с.з.} = 2,1 + 0,5 = 2,6 \text{ с.}$$

3.4.4 Газовая защита трансформатора

По ПУЭ на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена и установлена газовая защита. Поэтому для выбранных трансформаторов необходима подобная защита [6].

Газовая защита — защита от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла, для масляных трансформаторов с действием на сигнал и на отключение [18].

При КЗ между витками (межвитковые короткие замыкания) и других повреждениях обмотки трансформатора, трансформаторное масло очень сильно нагревается и начинает разлагаться. Для предотвращения этого явления и создана газовая защита. Газовая защита выполнена на газовом реле, которое является её измерительным органом. Это реле устанавливается в трубе, связывающий бак трансформатора с расширительным баком. Газовое реле состоит из кожуха и двух

						Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	

поплавок, которые расположены внутри кожуха. Поплавки имеют ртутные контакты, замыкающиеся при изменении положения поплавков. Поплавки расположены на разной длине (один поплавок выше, другой – ниже).

Если газообразование слабое и уровень масла снижено незначительно, то контакты верхнего поплавка замыкаются, и сигнал идёт в диспетчерскую. При очень сильном газообразовании и значительном снижении уровня масла контакты нижнего поплавка замыкаются, и трансформатор автоматически отключается.

Достоинства: 1) высокая чувствительность; 2) чувствительна на многие виды повреждений внутри бака; 3) небольшое время срабатывания; 4) простота конструкции; 5) защита трансформатора при любых снижениях уровня масла по каким-либо причинам.

Недостатки: 1) защита не чувствительна к повреждениям вне бака; 2) ложное срабатывание при попадании воздуха внутрь бака (после ремонта или заливке/доливке трансформаторного масла).

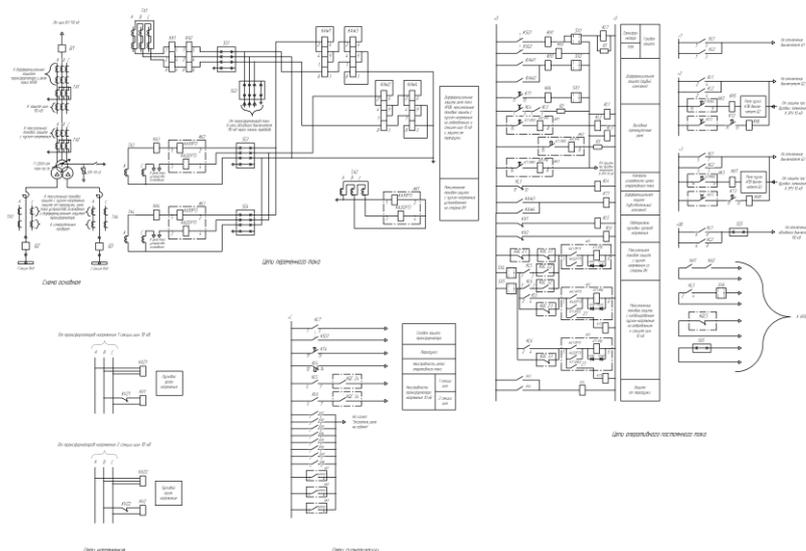


Рисунок 3.4 – Релейная защита трансформатора

Вывод по разделу: в данном разделе были рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитаны и выбраны современные аппараты защиты и электротехническое оборудование, рассчитано заземление подстанции, релейная защита трансформаторов.

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ				

РАЗДЕЛ 4.

Спецвопрос

Расчёт освещения помещений ЗТП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>			
Разраб.		Закиров А.Э.			<i>Проектирование закрытой трансформаторной подстанции городского типа 110/(10-10) кВ</i>	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Дрогайлова Л.Н.					70	11
Н. контр.		Дрогайлова Л.Н.			<i>НЧИ К(П)ФУ гр.2141105</i>			
Утв.		Башмаков Д.А.						

В данном разделе будет рассчитано рабочее и аварийное освещение подстанции, выбраны светодиодные светильники и их расположение, марка и сечение питающих проводов.

4.1 Виды освещения и нормы освещенности

В соответствии со СНиП 23-05-95 (действующий) искусственное освещение разделяют на рабочее, аварийное, эвакуационное (аварийное освещение для эвакуации), охранное. В случае необходимости некоторую часть светильников того или иного вида освещения можно использовать для дежурного освещения.

Рабочее освещение – освещение, которое обеспечивает необходимую освещенность при режиме работы осветительной установки и сети.

Аварийное освещение – освещение, которое включается при аварийном отключении рабочего освещения с целью продолжения работы.

Эвакуационное освещение (аварийное освещение для эвакуации) – освещение, которое должно включаться и обеспечивать необходимую освещенность для эвакуации людей из помещения или здания в случае отключения рабочего освещения.

Охранное освещение – один из видов рабочего освещения, осветительные установки подвешиваются по периметру территории предприятия.

Дежурное освещение – освещение в нерабочее время.

Рабочее освещение должно быть спроектировано для любого объекта и рабочие осветительные установки должны быть установлены во всех помещениях и на открытых территориях.

Аварийное освещение необходимо предусматривать и спроектировать заранее, если отключение рабочего освещения и связанное с этим нарушение нормального обслуживания оборудования и механизмов может вызвать:

- взрыв, пожар, опасность для жизни людей, их отравление, длительное нарушение технологического процесса, значительный материальный ущерб;

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

- нарушение режимов работы некоторых объектов (это объекты, которые не должны прекращать свою работу; к ним можно отнести электрические станции, помещения токоограничивающих и дугогасящих реакторов, вентиляционные камеры, помещения персонала, диспетчерские пункты, насосные установки водоснабжения, канализации и теплофикации, и т.д.)

По пункту 7.75 СНиП 23-05-95: Освещение безопасности должно создавать на рабочих поверхностях в производственных помещениях и на территориях предприятий, требующих обслуживания при отключении рабочего освещения, наименьшую освещенность в размере 5% освещенности, нормируемой для рабочего освещения от общего освещения, но не менее 2 лк внутри зданий и не менее 1 лк для территорий предприятий. При этом создавать наименьшую освещенность внутри зданий более 30 лк при разрядных лампах и более 10 лк при лампах накаливания допускается только при наличии соответствующих обоснований.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать наименьшую освещенность на полу основных проходов (или на земле) и на ступенях лестниц: в помещениях - 0,5 лк, на открытых территориях - 0,2 лк. Неравномерность эвакуационного освещения (отношение максимальной освещенности к минимальной) по оси эвакуационных проходов должна быть не более 40 : 1.

Светильники освещения безопасности в помещениях могут использоваться для эвакуационного освещения [19].

Расчёт искусственного освещения выполнен методом коэффициента использования, так как помещения не большие, нет больших участков затенения. В этом методе рассчитывается общее равномерное освещение помещений и находится средняя освещенность.

В генплане на отметке 0,000 метров (первый этаж) предварительно намечено 33 помещения. Для каждого из них в соответствии с нормами СНиП 23-05-95 проводим расчёт освещения. По получившемуся световому потоку будем

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

выбирать светильники компании «Effest», которая производит светодиодные светильники для административно-офисного, уличного, промышленного, торгового освещений, освещения объектов ЖКХ. Ассортимент светодиодных светильников компании включает в себя более 40 моделей и более 200 комплектаций, световой поток которых варьируется от 720 до 24000 лм. Светильники имеют все необходимые степени защиты (IP20, IP40, IP54, IP65), изготавливаются для климатических условий УХЛ1 и УХЛ4; материал корпуса изготавливается на заказ из алюминия, стали или пластика; по желанию могут быть выполнены для различных типов монтажа (подвесной, накладной, встраиваемый, настенный и т.д.).

4.2 Расчёт освещения для помещений ЗРУ

4.2.1. Расчёт освещения для помещений силовых трансформаторов (101, 102)

Используя метод коэффициента использования светового потока, определяем освещение для помещений 101 и 102.

Нормированная рабочая освещённость $E = 50$ лк.

Имеющиеся размеры помещения: $A = 12$ м, $B = 10$ м, $H = 12$ м;

Высоту от потолка до освещаемой поверхности h_p примем равным 6,5 м.

λ - оптимальное относительное расстояние между светильниками L к высоте их подвеса h следует брать в пределах $1,0 \div 1,3$ м. Допускается изменение этих пределов не более чем на 30 %. Возьмём $\lambda = 1,3$ м.

Высоту от потолка до самой нижней части светильника (высота свеса светильника) $h_{св}$ берут в зависимости от типа лампы (растровый, подвесной, настенный), которая варьируется в пределах $0,4 \div 2$ м. Возьмём $h_{св} = 1$ м.

С помощью имеющихся данных вычислим расчётную высоту:

$$h = H - h_p - h_{св} \quad (4.1)$$

где H – высота помещения, м;

h_p – высота от потолка до освещаемой поверхности, м;

$h_{св}$ – высота свеса светильника, м.

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$h = 12 - 6,5 - 1 = 4,5 \text{ м}$$

Определяем расстояние между соседними светильниками по следующей формуле:

$$L = h \cdot \lambda \quad (4.2)$$

где h – расчётная высота (высота от нижней точки светильника до рабочей поверхности), м;

λ – оптимальное относительное расстояние между соседними светильниками.

$$L = 4,5 \cdot 1,3 = 5,85 \text{ м}$$

Общее число рядов светильников в помещении находим по формуле:

$$N_b = \frac{B}{L} \quad (4.3)$$

где B – ширина помещения, м;

L – расстояние между соседними светильниками, м.

$$N_b = \frac{10}{5,85} = 1,71$$

Определяем число светильников в ряду по формуле:

$$N_a = \frac{A}{L} \quad (4.4)$$

где A – длина помещения, м.

L – расстояние между соседними светильниками, м.

$$N_a = \frac{12}{5,85} = 2,05$$

Округляем полученные значения до ближайших целых: $N_b = 2$; $N_a = 2$.

Общее количество светильников в помещении находится по формуле:

$$N = N_b \cdot N_a \quad (4.5)$$
$$N = 2 \cdot 2 = 4$$

Находим расстояние от крайних рядов до стены l_b по формуле:

$$l_b = \frac{B - (N_b - 1) \cdot L}{2} \quad (4.6)$$

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

$$l_B = \frac{10 - (2 - 1) \cdot 5,85}{2} = 2,075 \text{ м}$$

Находим расстояние от крайних светильников до стены l_A по формуле:

$$l_A = \frac{A - (N_a - 1) \cdot L}{2} \quad (4.7)$$

$$l_A = \frac{12 - (2 - 1) \cdot 5,85}{2} = 3,07 \text{ м}$$

Находим индекс помещения по следующей формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{12 \cdot 10}{4,5 \cdot (12 + 10)} = 1,21 \quad (4.8)$$

В зависимости от коэффициентов отражения поверхностей потолка, стен и пола по справочной книге для проектирования электрического освещения под редакцией Кнорринга [20] выбираем коэффициент использования светового потока $\eta = 0,43$.

Коэффициент запаса k и коэффициент неравномерности освещенности Z для светодиодных светильников принято брать равным 1.

Расчетный световой поток светодиодной лампы находим по формуле:

$$\Phi_{л.р} = \frac{E_{\min} \cdot k \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} \quad (4.9)$$

где E_{\min} – минимальная нормированная освещенность по ПУЭ, лк;

k – коэффициент запаса;

S – освещаемая площадь, м²;

Z – коэффициент неравномерности освещения;

N – количество светильников;

η – коэффициент использования светового потока;

$$\Phi_{л.р} = \frac{50 \cdot 1 \cdot 120 \cdot 1}{4 \cdot 0,43} = 3488,4 \text{ лм}$$

По каталогу компании «Effest» выбираем пылезащищённые светодиодные светильники «Алюмо», который имеет световой поток $\Phi_{л} = 3600$ лм, что отличается от полученного расчётного значения на:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

$$\Delta\Phi = \frac{(\Phi_{л} - \Phi_{л.р}) \cdot 100\%}{\Phi_{л.р}} = \frac{(3600 - 3488,4) \cdot 100\%}{3488,4} = 3,2\% \quad (4.10)$$

Пределы допуска должны быть в интервале от -10% до +20%, это означает, что пылезащищённые светодиодные светильники «Алюмо» выбраны верно.

Приступаем к расчёту аварийного освещения помещений силовых трансформаторов:

Согласно пункту 7.75 СНиП 23-05-95 [19]: Освещение безопасности должно создавать на рабочих поверхностях в производственных помещениях и на территориях предприятий, требующих обслуживания при отключении рабочего освещения, наименьшую освещённость в размере 5% освещённости, нормируемой для рабочего освещения от общего освещения, но не менее 2 лк внутри зданий и не менее 1 лк для территорий предприятий. При этом создавать наименьшую освещённость внутри зданий более 30 лк при разрядных лампах и более 10 лк при лампах накаливания допускается только при наличии соответствующих обоснований [19].

Для расчёта аварийного освещения примем 5 % от минимальной нормированной освещённости помещения:

$$E_{\text{min.авар}} = E_{\text{min}} \cdot 5\% = 50 \cdot 0,05 = 2,5 \text{ лк} \quad (4.11)$$

Для освещения помещения в случае аварии будут включаться только 2 светильника от общего количества светильников рабочего освещения.

Расчетный световой поток светодиодной лампы аварийного освещения находим по формуле:

$$\Phi_{л.авар} = \frac{E_{\text{min.авар}} \cdot k \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} \quad (4.12)$$

где $E_{\text{min.авар}}$ – минимальная аварийная освещённость, лк;

$$\Phi_{л.авар} = \frac{2,5 \cdot 1 \cdot 120 \cdot 1}{2 \cdot 0,43} = 348,8 \text{ лм}$$

Выбор кабеля для питания светодиодных светильников находится по формуле:

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$I = \frac{\sum P}{U} \quad (4.13)$$

где P – мощность, потребляемая одним светодиодным светильником, Вт;
 U – напряжение сети, В.

$$I = \frac{4 \cdot 40}{220} = 0,73 \text{ А}$$

Выбор сечения питающего кабеля производится по формуле:

$$S \geq \frac{200 \cdot \sum PL}{\gamma \cdot e \cdot U^2} \quad (4.14)$$

где P – мощность, потребляемая одним светодиодным светильником, Вт;
 L – длина кабеля от щитка освещения до светодиодного светильника, м;
 γ – удельная электрическая проводимость кабеля, для медных проводов равна $54 \frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$;

e – допустимая потеря напряжения, %;

U – фазное напряжение сети, В.

$$S \geq \frac{200 \cdot \sum (40 \cdot 2 + 40 \cdot 6 + 40 \cdot 10 + 40 \cdot 14)}{54 \cdot 5 \cdot 220^2} = 0,02 \text{ мм}^2$$

Выбираем наиболее ближайшее сечение кабеля, равное $0,5 \text{ мм}^2$.

Выбираем провод повышенной гибкости с поливинилхлоридной изоляцией марки ПВ-3 $1 \times 0,5$ с допустимым длительным током 10 А.

4.2.2 Результаты расчётов освещения всех помещений ЗТП

Таблица 4.1. Рабочее освещение помещений ЗТП.

№	Помещения	Нормированная рабочая освещённость, лк	Количество светильников, шт.	Расчётный световой поток, лм	Выбранный светильник компании «Effest»	Пределы допуска, %
1	2	3	4	5	6	7
101	Силового трансформатора Т1	50	4	3488,4	«Алюмо», 3600 лм	3,2
102	Силового трансформатора Т2	50	4	3488,4	«Алюмо», 3600 лм	3,2

					ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7
103	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	150	2	10588	«Пром-С», 10500 лм	-0,8
104	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	150	2	10588	«Пром-С», 10500 лм	-0,8
105	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	150	2	10588	«Пром-С», 10500 лм	-0,8
106	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	150	2	10588	«Пром-С», 10500 лм	-0,8
107	ЗРУ 10 кВ	150	2	8181,82	«Индастри-Комби», 8400 лм	2,66
108	ЗРУ 10 кВ	150	3	6000	«Пром-М 12V», 6000 лм	0
109	ЗРУ 10 кВ	150	2	8181,82	«Индастри-Комби», 8400 лм	2,66
110	ЗРУ 10 кВ	150	3	6000	«Пром-М 12V», 6000 лм	0
111	Дугогасительные реакторы 10 кВ	150	2	4256,7	«Световая Линия», 4500 лм	5,7
112	Дугогасительные реакторы 10 кВ	150	2	4256,7	«Световая Линия», 4500 лм	5,7
113	Дугогасительные реакторы 10 кВ	150	2	4256,7	«Световая Линия», 4500 лм	5,7
114	Дугогасительные реакторы 10 кВ	150	2	4256,7	«Световая Линия», 4500 лм	5,7
115	РЗиА	300	4	11250	«Пром-С», 11350 лм	0,9
116	Щитки постоянного тока, аккумуляторных батарей АБ1 и АБ2, шкафов распределения отходящих линий ШОЛ1 и ШОЛ2	150	4	3857	«Медикл», 3700 лм	4,07
117	Щитки собственных нужд ЩСН1 и ЩСН2	150	4	3857	«Медикл», 3700 лм	4,07

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ

Лист

78

продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7
118	Шкафы АИИСКУЭ и ТМ	300	2	9000	«Пром-М», 9000 лм	0
119	Шкафы связи	300	2	9000	«Пром-М», 9000 лм	0
120	Шкафы служб релейной защиты	300	2	9000	«Пром-М», 9000 лм	0
121	Трансформатора собственных нужд ТСН1	150	2	4500	«Световая линия», 4500 лм	0
122	Трансформатора собственных нужд ТСН2	150	2	4500	«Световая линия», 4500 лм	0
123	Персонала	200	2	8888,9	«Пром-М», 9000 лм	1,25
124	Санузел	50	1	1250	«Эллипс», 1140 лм	-8,8
125	Кабельной шахты	50	3	1481,5	«Эллипс», 1440 лм	-2,7
126	Кабельной шахты	50	4	1388,9	«Эллипс», 1440 лм	3,7
127	Коридор	75	13	2206,7	«Пром-М 12V», 2400 лм	8,8
128	Устройства компенсации реактивной мощности	150	2	5454,6	«Пром-М 12V», 5400 лм	-1
129	Лестничная клетка	100	2	2678,6	«Алюмо», 2700 лм	0,8
130	Вентиляционной камеры	150	1	3750	«Медикл», 3700 лм	-1,3
131	Хранения запасных частей, инструментов и принадлежностей	75	2	1666,7	«Грильято-Эко», 1620 лм	-2,8
132	Хранения уборочного инвентаря	50	1	1250	«Эллипс», 1140 лм	-8,8
133	Тамбур	150	2	4354,8	«Пром-М», 4400 лм	1,04

Таблица 4.2. Аварийное освещение помещений ЗТП.

№	Помещения	Минимальная аварийная освещённость, лк	Расчётный аварийный световой поток, лм	Выбранный(е) светильник(и) аварийного освещения
1	2	3	4	5
101	Силового трансформатора Т1	2,5	348,8	Белый Свет «FSP 03», 380 лм

продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
102	Силового трансформатора Т2	2,5	348,8	Белый Свет «FSP 03», 380 лм
103	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	7,5	1058,8	Effest «Эллипс», 1140 лм
104	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	7,5	1058,8	Effest «Эллипс», 1140 лм
105	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	7,5	1058,8	Effest «Эллипс», 1140 лм
106	Токоограничивающих реакторов 10 кВ	7,5	1058,8	Effest «Эллипс», 1140 лм
107	ЗРУ 10 кВ	7,5	818,2	Белый Свет «Vitarion», 810 лм
108	ЗРУ 10 кВ	7,5	900	Белый Свет «Rumb», 945 лм
109	ЗРУ 10 кВ	7,5	818,2	Белый Свет «Vitarion», 810 лм
110	ЗРУ 10 кВ	7,5	900	Белый Свет «Rumb», 945 лм
111	Дугогасительные реакторы 10 кВ	7,5	851,4	Effest «Алюмо», 850 лм
112	Дугогасительные реакторы 10 кВ	7,5	851,4	Effest «Алюмо», 850 лм
113	Дугогасительные реакторы 10 кВ	7,5	851,4	Effest «Алюмо», 850 лм
114	Дугогасительные реакторы 10 кВ	7,5	851,4	Effest «Алюмо», 850 лм
115	РЗиА	15	2250	Белый Свет «Barton», 2400 лм
116	Щитки постоянного тока, аккумуляторных батарей АБ1 и АБ2, шкафов распределения отходящих линий ШОЛ1 и ШОЛ2	7,5	771,43	Effest «Эллипс», 720 лм
117	Щитки собственных нужд ЩСН1 и ЩСН2	7,5	771,43	Effest «Эллипс», 720 лм
118	Шкафы АИИСКУЭ и ТМ	15	900	Белый Свет «Rumb», 945 лм
119	Шкафы связи	15	900	Белый Свет «Rumb», 945 лм
120	Шкафы служб релейной защиты	15	900	Белый Свет «Rumb», 945 лм
121	Трансформатора собственных нужд ТСН1	7,5	450	Белый Свет «Rumb», 480 лм
122	Трансформатора собственных нужд ТСН2	7,5	450	Белый Свет «Rumb», 480 лм
123	Персонала	10	500	Белый Свет «Rumb», 480 лм
124	Санузел	2,5	62,5	Белый Свет «Orbita», 70 лм

1	2	3	4	5
125	Кабельной шахты	7,5	666,7	Effest «Эллипс», 720 лм
126	Кабельной шахты	7,5	833,33	Белый Свет «Vitarion», 810 лм
127	Коридор	3,75	358,6	Белый Свет «FSP 03», 380 лм
128	Устройства компенсации реактивной мощности	7,5	545,45	Белый Свет «Meteor», 600 лм
129	Лестничная клетка	5	267,86	Белый Свет «Gorizont», 250 лм
130	Вентиляционной камеры	7,5	187,5	Белый Свет «Око», 200 лм
131	Хранения запасных частей, инструментов и принадлежностей	3,75	166,7	Белый Свет «Sputnik», 175 лм
132	Хранения уборочного инвентаря	2,5	62,5	Белый Свет «Orbita», 70 лм
133	Тамбур	7,5	435,5	Белый Свет «Rumb», 480 лм

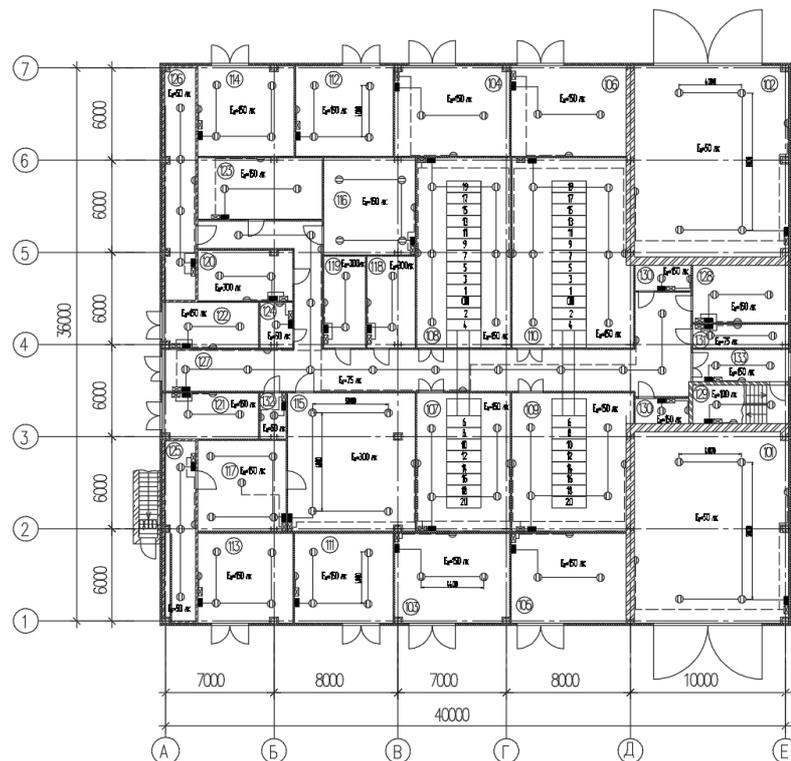


Рисунок 4.1 – Освещение помещений ЗТП

Вывод по разделу: рассчитано рабочее и аварийное освещение подстанции, выбраны светодиодные светильники, марки проводов и их сечение.

Заключение

Целью выпускной квалификационной работы являлось проектирование компактной закрытой трансформаторной подстанции 110/(10-10) кВ, которая сможет обеспечивать электрической энергией часть города Набережные Челны в условиях его застройки.

В аналитическом обзоре была приведена классификация и назначение подстанций, приведены проблемы в электроэнергетике города Набережные Челны, предстоящее масштабное увеличение территориальной площади города. В связи с этим приведён анализ-обоснование в необходимости ЗТП на территории города, который сможет обеспечивать электрической энергией часть города, учитывая ежегодные вложения в электроэнергетику города. Проведён подробный обзор современного электротехнического оборудования, которое использовано в проекте.

В конструкторской части был выполнен расчёт электрических нагрузок, на его основе были выбраны силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой, были рассчитаны сечения питающих линий и выбрана марка питающих кабельных линий электропередач, предусмотрена прокладка кабелей 110 кВ в кабель-тоннеле, а также составлен генплан здания ЗТП, однолинейная схема электроснабжения.

В технологической части рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитаны и выбраны современные электротехнические оборудования, рассчитано заземление подстанции, релейная защита трансформаторов.

В качестве спецвопроса выполнен расчёт рабочего и аварийного освещения подстанции, выбраны светодиодные светильники, питающие провода и их сечения.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Список литературы

1. www.wikipedia.org - Подробное определение электрической подстанции.
2. www.pravo.tatarstan.ru - Постановление Исполнительного комитета муниципального образования города Набережные Челны об утверждении программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности города Набережные Челны на 2016-2021 годы, от 03.11.2016.
3. www.tatar7.info - Информационный портал Республики Татарстан.
4. www.tigr.ru - Генеральный план города Набережные Челны ГУП «Татинвестгражданпроект».
5. www.transformator.com.ru - Номенклатурный каталог продукции ООО «Тольяттинский трансформатор».
6. www.pue7.ru - Правила устройства электроустановок 7-е издание переработанное, М.:Энергоатомиздат.
7. www.forca.ru – Технические характеристики выключателя ВГТ-110-40/2500.
8. www.leg.co.ua – Элегазовые выключатели серии LF.
9. www.electra-hvac.ru – Разъединители типа РГНП.
10. www.zeto.ru – Разъединители клинового типа внутренней установки РКВЗ.
11. www.zeto.ru – Измерительные элегазовые трансформаторы тока с фарфоровой изоляцией ТОГФ.
12. www.ntzv.ru – Трансформаторы тока «Невский трансформаторный завод».
13. www.electromotor.com.ua – Трансформаторы напряжения НАМИ, их технические характеристики.
14. www.etk-oniks.ru – Трансформаторы напряжение НТМИ, их технические характеристики.
15. www.zeto.ru – Ограничители перенапряжения компании «ЗЭТО».
16. www.cheb-transformator.com – Трансформатор силовой сухой защищённого исполнения ТСЗ-40, его характеристики.
17. Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков «Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах», 2011 г.

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>83</i>

18. www.library.psu.kz - М.А.Шабад «Защита трансформаторов распределительных сетей».
19. www.снп.рф – Строительные нормы и правила, 7.75 СНиП 23-05-95, 2017 г.
20. www.docplayer.ru – Г.М.Кнорринг «Справочная книга для проектирования электрического освещения».

					<i>ВКР 1.13.03.02.18.10.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84