

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд подстанции 110/6 кВ  
«Город-1»

Студент

Ю.В. Попова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Надежное и бесперебойное электроснабжение промышленных предприятий, технологических комплексов и бытового сектора напрямую зависит от надежной работы энергосистемы в целом, так и от каждого её элемента. Понижительные подстанции предназначены для трансформации и распределения электроэнергии, как один из базовых элементов энергосистемы, несут на себе большую ответственность, от их надежности зависит большое количество потребителей. Ведь зачастую технологический процесс непрерывный и перебои в электроснабжении или ухудшение качества поставляемой электроэнергии может привести к значительным финансовым потерям предприятия. Нарушение электроснабжения особо значимых социальных предприятий, таких как больницы, детские сады и школы, котельные, водозаборы, фильтровальные станции и т.д., и вовсе не допустимо.

Учитывая вышесказанное, можно утверждать, что к качеству проектирования понижительной подстанции и её элементов предъявляются значительные требования. Работа всех элементов должна быть надежно и безотказной в любых из возможных режимов, а в случаи аварийных ситуациях время на аварийно-восстановительные работы должно быть минимизировано.

В данной бакалаврской работе проведен анализ работы и состояния системы собственных нужд ПС 110/6 «Город-1», результатом анализа являются требования о необходимости реконструкции системы собственных нужд. Результаты данной работы могут быть применены к рассмотрению вопроса реконструкции и других схожих по компоновке и применению объектов энергосистемы.

Работа содержит 76 страниц текста и 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткое описание объекта реконструкции.....	5
1.1 Назначение подстанции и состав основного оборудования.....	7
1.2 Основные потребители электроэнергии подстанции.....	9
1.3 Существующая система собственных нужд .....	13
2 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд.....	16
2.1 Выбор общей схемы электроснабжения собственных нужд.....	19
2.2 Разработка схемы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ .....	21
2.3 Выбор щита собственных нужд .....	22
2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	25
3 Определение токов короткого замыкания .....	33
3.1 Исходные данные для расчета токов короткого замыкания .....	34
3.2 Расчет токов короткого замыкания .....	36
4 Выбор основного оборудования ячеек № 24 и № 30 ЗРУ-6 кВ .....	43
4.1 Выбор вакуумного выключателя ВВ-6-ТСН-1, ВВ-6-ТСН-2.....	43
4.2 Выбор трансформаторов тока ТТ-6-ТСН-1, ТТ-6-ТСН-2.....	50
4.3 Выбор релейной защиты трансформаторов ТСН-1, ТСН-2 .....	57
5 Расчет затрат на обслуживание нового оборудования.....	66
Заключение .....	73
Список используемой литературы и используемых источников.....	74

## Введение

Развитие электроэнергетической отрасли Российской Федерации, наращивание её мощности, укрепление надёжности её элементов, развитие технологий, обслуживание элементов отрасли на всех жизненных циклах объектов энергетики, от формирования технического задания на проектирование до эксплуатации, является важнейшим комплексом мер обеспечения надёжности и бесперебойности энергоснабжения.

Каждую понизительную подстанцию можно разделить на ряд элементов, к примеру распределительное устройство, основное и вспомогательное оборудование, система обеспечения оперативны ток, система собственных нужд и т.д. От качества проектирования всех элементов будет зависеть насколько надёжно подстанция будет работать, как она будет управляться оперативным персоналом и обслуживаться ремонтным персоналом. Проектирование - это наиболее ответственный этап при разработке подстанции, это сложный и кропотливый процесс, качество проектирования позволяет избежать трудностей, возникающих в процессе реализации проекта или же в случаи необходимости модернизации или реконструкции подстанции. Одним из элементов понизительной подстанции является система собственных нужд, которая обменивает электроснабжение всех «внутренних» потребителей подстанции от освещения до пожар-охранной сигнализации, и от того насколько правильно и грамотно организована система собственных нужд будет зависеть работа все подстанции.

Целью данной бакалаврской работы является определение возможности проведения реконструкции системы собственных нужд ПС 110/6 «Город-1».

Для достижения данной цели сформированы задачи сформированы задачи: изучить объект проектирования, определить направление реконструкции, провести проверку и выбор основного и вспомогательного оборудования системы собственных нужд, а также определить укрупнение затраты на эксплуатацию новых элементов.

## 1 Краткое описание объекта реконструкции

Силовая понизительная подстанция (далее – ПС) 110/6 «Город-1» была введена в эксплуатацию в 1968 году, располагается она на территории г.Сызрань Самарской области.

ПС находится в эксплуатации Филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские РС», в зоне ответственности Сызранского района электрических сетей (далее – Сызранский РЭС) Жигулёвского производственного отделения (далее – Жигулёвского ПО).

На территории ПС располагаются: открытое распределительное устройство 110 кВ (далее – ОРУ-110 кВ) рисунок 1 (фото), с двумя секциями шин 110 кВ (1 сш. 110 кВ, 2 сш. 110 кВ), двумя силовыми трансформаторами, закрытым распределительным устройствам 6 кВ (далее – ЗРУ-6 кВ), которое включает в себя две секциями шин 6 кВ (1 сш. 6 кВ, 2 сш. 6 кВ).



Рисунок 1 – ОРУ-110 кВ ПС 110/6 «Город-1»

ПС подключена к энергосистеме по двум воздушным линиям 110 кВ:

- ВЛ-110 кВ Кубра-3;
- ВЛ-110 кВ Сызрань – Кубра с отпайками (ВЛ-110 кВ ТМ-1).

«Схема ПС характеризуется двумя блоками с выключателями и автоматической перемычкой со стороны трансформаторов, схема 110-5АН (рисунок 2), мостик с выключателями в цепях трансформаторов (без ремонтной перемычки)» [20, 23].

«Область применения схем 5АН: Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок)» [24].

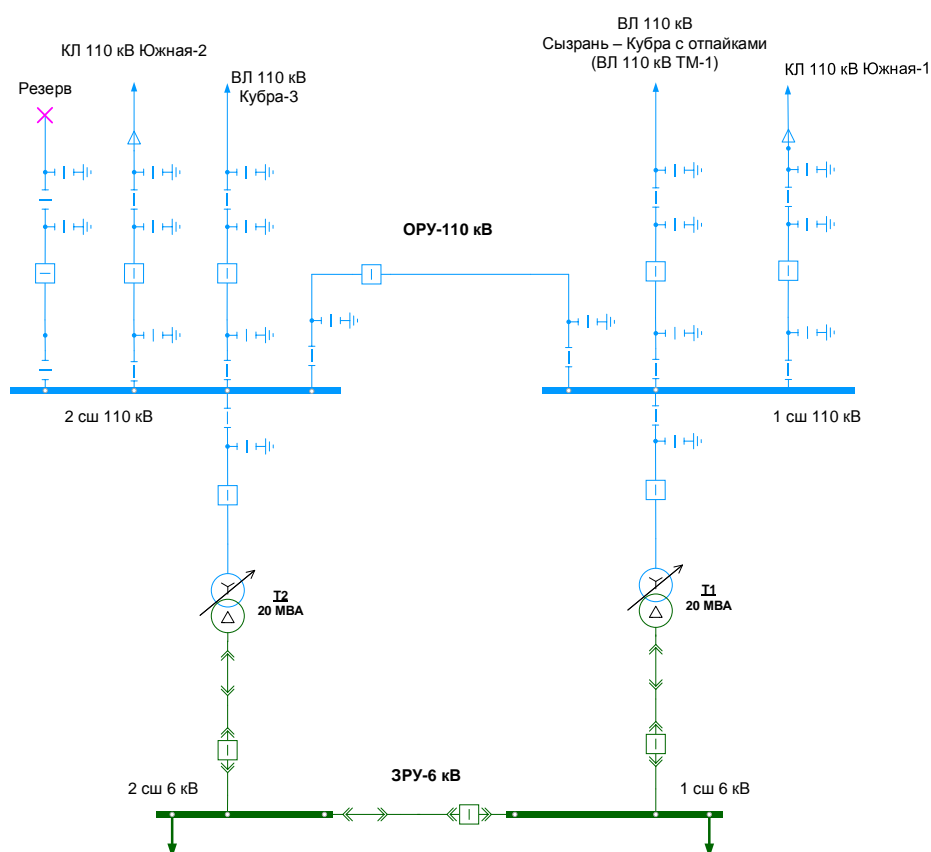


Рисунок 2 – Однолинейная схема электроснабжения ПС 110/6 «Город-1»

## 1.1 Назначение подстанции и состав основного оборудования

### 1.1.1 Назначение подстанции

Основное назначение силовых ПС – обеспечение непрерывной и бесперебойной подачи электричества подключённых к ней потребителей.

ПС 110/6 «Город-1» расположена в городской черте, но при этом в одной из производственных территорий города, тем самым электроснабжение от ПС получают как распределительные сети г. Сызрань, так и промышленные потребители различных категорий надёжности электроснабжения.

Для понижения напряжения 110 кВ до уровня 6 кВ на ПС установлены два силовых трансформатора мощностью 20 МВА (с РПН шаг регулирования 5 и количеством ступеней 9), внешний вид силового трансформатора с оперативным наименованием Т-2 представлен на рисунке 3. Основные технические характеристики силовых трансформаторов, установленных на ПС 110/6 «Город-1» представлены в таблице 1.



Рисунок 3 – Силовой трансформатор Т-2

Таблица 1 – Технические характеристики силовых трансформаторов

Оперативное наименование	Тип трансформатора	Группа соединений	Номинальная мощность, кВа	Тип РПН	Ток холостого хода, %	Потери холостого хода, кВт
T-1	ТДНГ-20000/110-У1	У/Δ-11	20 000	РНТ-13А	0,42	20,80
T-2	ТДНГ-20000/110-У1	У/Δ-11	20 000	РНТ-13А	0,42	29,40

### 1.1.2 Состав основного оборудования

В состав основного силового оборудования ПС 110/6 «Город-1» входят:

- Силовые трансформаторы [8] 110/6 кВ: тип ТДНГ-20000/110-У1;
- Выключатели высоковольтные 110 кВ: тип ВГП-110;
- Трансформаторы тока [9] 110 кВ: тип ТФЗМ-110;
- Трансформаторы напряжения [10] 110 кВ: тип СРВ-123;
- Выключатели высоковольтные 6 кВ: тип ВБЭ-10, ВМП-10к, ВВ/ТЕЛ-10;
- Трансформаторы тока 6 кВ: тип ТПОЛ-10, ТПЛ-10, ТПЛ-10, ТВЛМ-10;
- Трансформаторы напряжения 6 кВ: тип НАМИТ-10;
- Трансформаторы собственных нужд: тип ТМ-160-6/0,4-У1.

Нормальная схема электрических соединений ПС 110/6 «Город-1» представлена на рисунке 4.

Несколько слов о нормальной схеме электроснабжения, как уже было отмечено ранее, схема включает в себя две питающие воздушные линии 110 кВ (ВЛ-110-Кубра-3 и ВЛ-110-Сызраь-Кубра с отпайками (ВЛ-110-ТМ-1)), а так же две секции шин 110 кВ (1сш-110, 2сш-110) с двумя отходящими кабельными линиями 110 кВ (110-Южная-1, КЛ-110-Южная-2), дополнительной резервной ячейкой 110 кВ и секционной переключкой 110 кВ оборудованной секционным выключателем (СВ-110), все питающие ВЛ и отходящие ВЛ, включая резервную ячейку оборудованы высоковольтными выключателями 110 кВ.



К каждой и секций шин подключён блок силового трансформатора 110/6 кВ (Т-1, Т-2) с высоковольтными выключателями соответственно (ВЭ-110-Т-1, ВЭ-110-Т-2).

Оборудование 110 кВ располагается на территории открытого распределительного устройства 110 кВ (ОРУ-110).

Со стороны каждого силового трансформатора 6 кВ (НН) подключены секции шин 6 кВ (1сш-6, 2сш-6). 1-ая секция шин включает в себя 21 ячейку КРУ, расположенными в здании ПС, в помещении закрытого распределительного устройства 6 кВ (ЗРУ-6), 2-ая секция шин содержит 21 ячейку и также расположена в помещении ЗРУ-6.

## 1.2 Основные потребители электроэнергии подстанции

Потребителями, подключенными к ПС 110/6 «Город-1» являются как промышленные потребители, так и распределительные сети (сетевые электроснабжающие организации).

От шин 110 кВ подстанции отходят две кабельные линии 110 кВ (далее – КЛ) КЛ-110 кВ Южная-1 и КЛ-110 кВ Южная-2, данные КЛ питают силовую тяговую ОАО «РЖД» ПС 110/27,5/10 «Сызрань Южная».

От шин 6 кВ отходят КЛ-6 кВ электроснабжения, питающие различных потребителей электроэнергии, перечень потребителей с указанием секции шин 6 кВ, номера ячейки комплектного распределительного устройства и наименования организации указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Потребители электроэнергии 6 кВ

Номер ячейки	Оперативное наименование	Потребитель
1 секция шин 6 кВ		
4	Ф-4	АО «ССК»
10	Ф-10	АО «ССК»

Продолжение таблицы 2

Номер ячейки	Оперативное наименование	Потребитель
12	Ф-12	АО «ССК»
13	Ф-13	АО «ССК»
14	Ф-14	АО «ССК»
15	Ф-15	ООО «Самараэнерго»
16	Ф-16	АО «ССК»
17	Ф-17	ЗАО «Сызранская Керамика»
18	Ф-18	ООО «Сызранский мельничный комбинат»
19	Ф-19	ООО «Самараэнерго»
20	Ф-20	ООО «СКХЛ»
21	Ф-21	ООО «Самараэнерго»
23	Ф-23	ООО «Самараэнерго»
25	Ф-25	ООО «Самараэнерго»
27	Ф-27	ООО «Энергетик»
31	Ф-31	ООО «Самараэнерго»
33	Ф-33	АО «ССК»
34	Ф-34	АО «ССК»
35	Ф-35	ЗАО «Сызранская Керамика»
36	Ф-36	АО «ССК»
38	Ф-38	АО «ССК»
39	Ф-37	АО «ССК»
43	Ф-43	ООО «Самараэнерго»
44	Ф-44	ООО «СКХЛ»
45	Ф-45	ООО «Самараэнерго»
47	Ф-47	ООО «Самараэнерго»
48	Ф-48	АО «ССК»
49	Ф-49	ООО «Самараэнерго»
50	Ф-50	ООО «Энергетик»
51	Ф-51	ООО «Самараэнерго»

АО «ССК» - АО «Самарская сетевая компания» компания по транспортировке электроэнергии в Самарском регионе, ССК представлена более чем в 30 муниципальных образованиях Самарской области и обслуживают более 16 тысяч километров воздушных и кабельных линий, а также и 7 тысяч трансформаторных подстанций.

ООО «Самараэнерго» (ПАО «Самараэнерго») – крупнейшая региональная энергосбытовая компания в регионе Среднего Поволжья, компания осуществляет поставку электроэнергии около 65% от общего электропотребления в регионе;

ЗАО «Сызранская Керамика» - предприятие по производству санитарной керамики.

ООО «Сызранский мельничный комбинат» - мукомольное предприятие г.Сызрань.

ООО «Энергетик» - территориальная сетевая организация.

Согласно данных представленных в таблицы 2 и проведения анализа производственной деятельности потребителей ПС 110/6 «Город-1», можно с уверенностью сказать, что характер нагрузки ПС по стороне 6 кВ разнообразный и зачастую носит переменный характер (связано со сменным графиком работы предприятий потребителей).

От организации оптимального режима работы оборудования ПС зависит качество поставляемой электроэнергии и надёжность электроснабжения как непосредственно подключенных к шинам ПС предприятий и бытового сектора, так и обособленных потребителей электроэнергии, получающих электроснабжение от распределительных сетей территориально-сетевых энергоснабжающих организаций (далее – ТСО).



### 1.3 Существующая система собственных нужд

Системы собственных нужд подстанций обеспечивают работу подстанции в целом, осуществляя электроснабжение собственных потребителей подстанции, таких как: освещение, электрический обогрев, устройства релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), устройств связи и телемеханики (далее – ТМ) и т.д.

Система собственных нужд ПС 110/10 «Город-1» состоит из двух трансформаторов собственных нужд (далее – ТСН) подключенных к 1 сш. и 2 сш. 6 кВ, и имеющих оперативное наименование ТСН-1 и ТСН-2 соответственно, фото ТСН-1 представлено на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформатор собственных нужд ТСН-1

Основные характеристики трансформаторов собственных нужд представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ТСН

Оперативное наименование	Тип трансформатора	Группа соединений	Номинальная мощность, кВа	Год выпуска	Масса масла, т
ТСН-1	ТМ-160-6/0,4-У1	У/Ун-0	160	1970	0,28
ТСН-2	ТМ-160-6/0,4-У1	У/Ун-0	160	1970	0,28

«Так же систему собственных нужд входят различные распределительные щиты и панели, которые в общем случае представляют собой низковольтные распределительные устройства, предусмотренные для питания потребителей СН, состоящее из нескольких механически соединенных панелей или шкафов с вмонтированными устройствами управления, сигнализации и защиты» [21].

На рисунке 6 представлена существующая схема собственных нужд ПС 110/6 «Город-1», на стороне НН (0,4 кВ) ТСН-1, ТСН-2 подключены: панель 1 (панель АВР), панель 2 (питание потребители: ВЭП, сварочный пост, телемеханика, связь, освещение ОРУ-110, обогрев оборудования ОРУ-110, выпрямительное устройство), шкаф питания и обогрева ОРУ-110, щит рабочего освещения, щит собственных нужд, панель 4 (питание БПН, БПТ, устройств РПН-Т-1, ТПН-Т-2, аварийное освещение, обдув Т-1, Т-2).

Вывод по разделу 1. Основными недостатками существующей схемы собственных нужд являются:

- одна секция шин 0,4 кВ, в работе только ТСН-1 (ТСН-2 находится в автоматическом резерве), от схемы АВР до панели № 2 проложен один кабель, в случае повреждения кабеля или схемы АВР все потребители собственных нужд остаются без энергоснабжения;
- понижающие трансформаторы 10/0,4 кВ эксплуатируются с превышением срока эксплуатации установленным заводом изготовителем;
- необходима замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные (яч. № 24 ТСН-1 и № 30 ТСН-2);
- замена измерительных трансформаторов тока;
- проверка и расчет защит трансформаторов ТСН-1, ТСН-2.

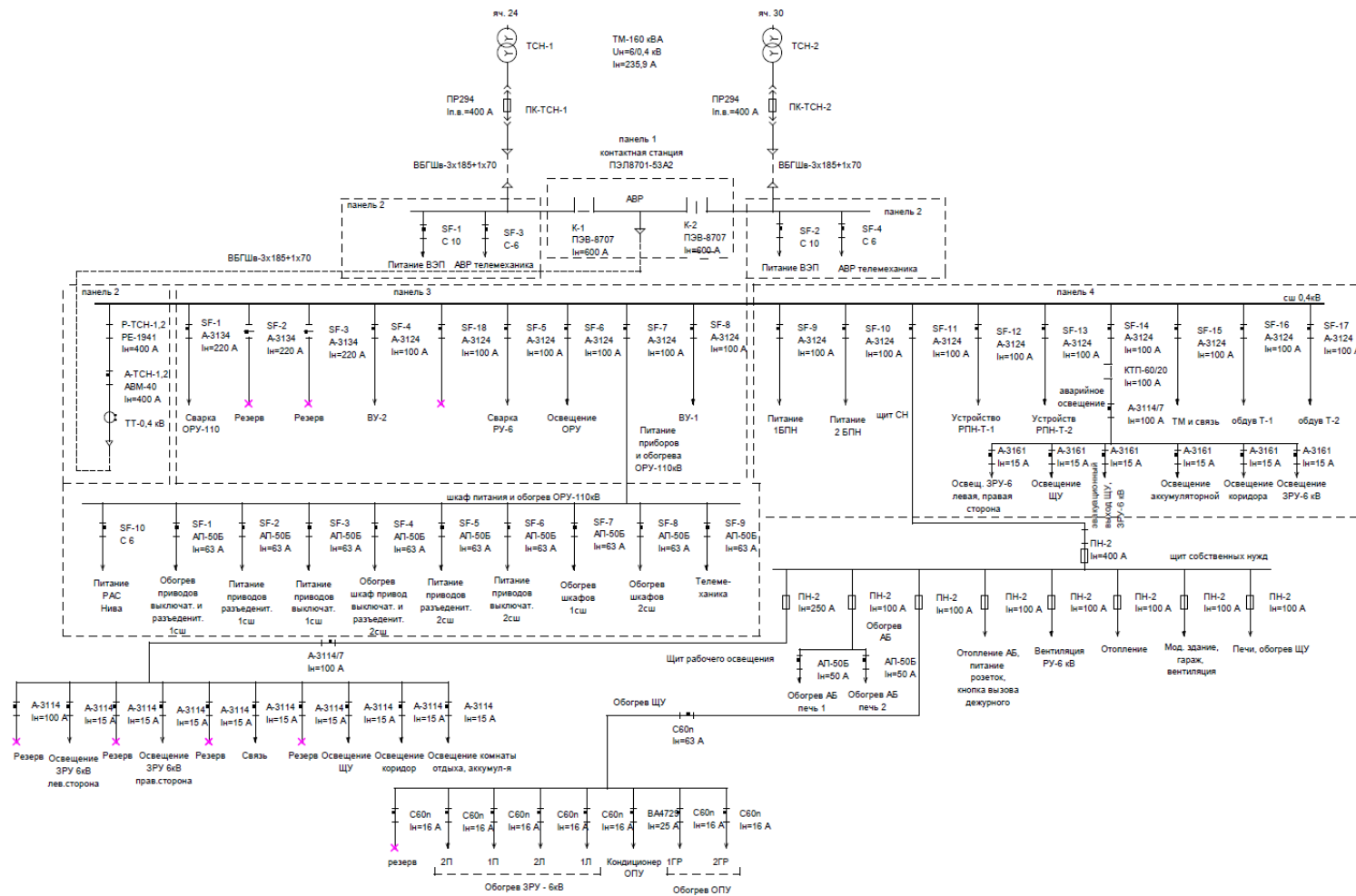


Рисунок 6 – Существующая схема собственных нужд

## **2 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд**

В объём реконструкции собственных нужд будет входить:

- выбор общей схемы электроснабжения системы собственных нужд;
- разработка схемы электрических соединений щита собственных нужд (далее – ЩСН);
- выбор трансформаторов собственных нужд;
- выбор выключателей 6 кВ для подключения ТСН-1 и ТСН-2;
- выбор трансформаторов тока 6 кВ, для защит и учета электроэнергии;
- расчет защит ТСН-1 и ТСН-2.

Перед началом проектирования новой системы электроснабжения собственных нужд ПС 110/6 «Город-1» согласно Правил устройства электроустановок, необходимо определить категории электроприемников по надежности электроснабжения. Итак, в отношении обеспечения надёжности электроснабжение электроприемники разделяют:

«Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.



Электроприемники третьей категории - все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий» [16].

«Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым

предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса» [16].

«Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады» [16].

«Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток» [16].

Электроприемники первой категории:

- аварийное освещение;
- пожарно-охранная сигнализация;
- релейная защита и автоматика;
- электродвигатели приводов выключателей;
- зарядные устройства аккумуляторных батарей;
- электродвигатели (система охлаждения силовых трансформаторов);
- устройства регулирования напряжения (РПН);
- цепи оперативной блокировки коммутационных аппаратов (разъединителей).

Электроприемники второй категории:

- система электрообогрева высоковольтной коммутационной аппаратуры;
- обогрев приводов и баков масляных выключателей;
- обогрев ячеек КРУ и релейных шкафов наружной установки;
- обогрев шкафов управления высоковольтных выключателей;

- электродвигатели системы вентиляции (приточно-вытяжной вентиляции помещения аккумуляторных батарей);

- электродвигатели приводов коммутационных аппаратов (разъединителей);

- рабочее освещение;

- отопление.

Электроприемники третьей категории:

- электрические обогреватели ящиков и шкафов освещения наружной и внутренней установки;

- системы отопления, вентиляции и кондиционирования пунктов управления ОПУ 110.

## **2.1 Выбор общей схемы электроснабжения собственных нужд**

«Для обеспечения питания электроприемников собственных нужд подстанции напряжением 110 кВ с числом присоединений на стороне ВН от четырех, как правило применяют две системы шин 0,4 кВ» [1, 4].

Для дальнейшего применения выбираем схему из двух трансформаторов собственных нужд и двух систем шин 0,4 кВ с применением схемы автоматического включения резерва (далее – АВР) на стороне НН трансформаторов собственных нужд (рисунок 7).

В нормальном режиме: в работе оба ТСН (ТСН-1, ТСН-2), к каждому из ТСН по стороне НН подключены секции шин 0,4 кВ (1 ш. 0,4 кВ и 2 ш. 0,4 кВ соответственно) через вводные автоматические выключатели QF1 и QF2 (положение QF1 и QF2 - включено). Между 1 ш. 0,4 кВ и 2 ш. 0,4 кВ расположен секционный выключатель QF3 (положение QF3 отключено)

«По правилам проектирования по схеме со скрытым резервом мощность каждого из взаиморезервируемых трансформаторов должна быть выбрана по полной нагрузке двух секций» [4].

«АВР включается в работу в следующих случаях: исчезновение напряжения одной или нескольких фаз на вводе, снижение напряжения на вводе; превышение напряжения на вводе; обрыв нейтрального проводника; нарушение последовательности чередования фаз. По восстановлению питания на вводе происходит автоматический возврат в нормальный режим (ВНР)» [1].

«АВР обеспечивает блокировки: одновременной работы 2-х трансформаторов собственных нужд на одну секцию шин (выполняется электрически и (или) механически); включения резервного питания при аварийном отключении выключателя ввода» [1].

Выбрав данную схему дает возможность в полной мере исключить недостатки существующей на ПС 110/6 «Город-1» схемы электроснабжения собственных нужд.

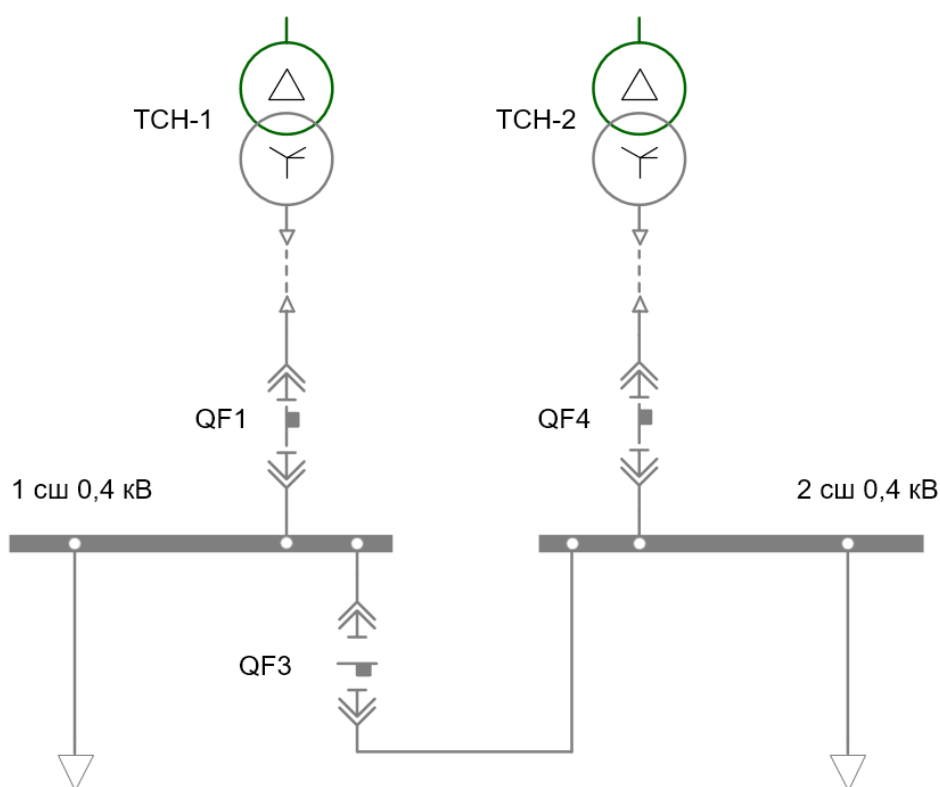


Рисунок 7 – Схема электроснабжения электроприемников СН

## 2.2 Разработка схемы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ

«На подстанциях 35-220 кВ для электроснабжения потребителей собственных нужд используют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей оперативным током. Обесточивание потребителей собственных нужд может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных повреждений оборудования» [21]. Потребители собственных нужд ПС и состав электроприемников для ПС 110/6 «Город-1» заведомо известен и будет представлен в разделе выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН- и ТСН-2). При проектировании необходимо учитывать, что граничная мощность трансформатора собственных нужд (в диапазоне напряжений 3 – 10/0,4 кВ) может выбираться в диапазоне 1000 – 1600 кВА (при уровне напряжения короткого замыкания 8%), она ограничивается мощностью коммутационных аппаратов, а точнее коммутационной возможностью автоматов 0,4 кВ.

Основные требования:

- монтаж не менее двух ТСН;
- секционирование шин собственных нужд (применение секционного выключателя);
- наличие устройств автоматики (автоматический ввод резерва на секционном выключателе);
- расход электроэнергии на собственные нужды ПС должен фиксироваться приборами учета электроэнергии.

Новая разработанная схема собственных нужд (чертеж 4) предусматривает подключение к проектируемому ЩСН существующих шкафов (освещения, обогрева и т.д.). Расчет параметров и выбор коммутационных аппаратов 0,4 кВ (вводных, секционного, отходящих линий) данной работой не предусмотрен.

### 2.3 Выбор щита собственных нужд

Щит собственных нужд (далее – ЩСН) осуществляет ввод и распределение электроэнергии уровня напряжения 0,4 кВ частотой 50 Гц, от шин 6 – 10 кВ для питания потребителей собственных нужд ПС 110/6 «Город-1».

ЩСН должен соответствовать предъявляемым требованиям:

- «ЩСН 0,4 кВ должен разрабатываться в соответствии с действующими требованиями нормативно технической документации и техники безопасности» [5, 14].

- «ЩСН должен обеспечивать надежное и бесперебойное питание потребителей СН, осуществлять селективную защиту вводов и отходящих фидеров 0,4 кВ, обеспечивать автоматическое переключение питания (автоматическое включение резерва АВР) потребителей по схеме неявного резервирования» [14].

«Алгоритм работы АВР: при нарушении питания одного из работающих ТСН, соответствующий вводной выключатель отключается, затем включается выключатель резервного ввода, и питание секции осуществляется от второго работающего ТСН.

При восстановлении питания на рабочем ТСН, происходит возврат в нормальный режим.

Включение АВР и возврат в нормальный режим происходят с регулируемыми выдержками времени. Система АВР должна обеспечивать блокировку параллельной работы двух ТСН на одну секцию (иметь возможность, в случае необходимости, осуществлять режим работы ТСН-1 и ТСН-2 с кратковременным перекрытием питания).

Пусковым органом АВР должно является реле напряжения, контролирующее следующие параметры: понижение напряжения (регулируется в диапазоне 0,7–1 от  $U_n$ ), превышение напряжения

(регулируется в диапазоне 1–1,3 от  $U_n$ ), обрыв одной или более фаз, обрыв нейтрального проводника» [14].

- «В качестве силового оборудования должны применяться автоматические выключатели 0,4 кВ с возможностью монтажа и замены выключателей разных производителей» [14].

- «Для обеспечения функций автоматики и контроля в ЩСН должны применяться: автоматические выключатели (включая цепи управления), реле контроля напряжения, реле времени, промежуточные реле, трансформаторы тока» [14].

- «Для контроля параметров сети, индикации и управления на дверях ЩСН должны размещаться: амперметры, вольтметры, ваттметры, переключатели, ключи управления, лампы индикации, кнопки управления, оперативные наименования, номера панелей» [14].

- «Управление вводными и секционным выключателями должно осуществляться в одном из двух режимов (переключение режимов): автоматический (когда управление обеспечивается логикой АВР) и ручной (когда управление обеспечивается органами местного ручного управления)» [14].

- На вводе каждого ТСН (ТСН-1, ТСН-2) должен быть установлен счетчик электроэнергии.

- «Конструктивно ЩСН должны выполняться в виде сборных шкафов напольной установки и состоять из: шкафы ввода ТСН-1, шкафы ввода ТСН-2, шкафы отходящих линий.

Все металлические элементы шкафов ЩСН соединены с главной шиной заземления щита РЕ» [14].

Для применения на ПС 110/6 «Город-1» выбираем ЩСН производства компаний «Экра» [14] рисунок 8 и 9.

Основные технические характеристики указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ЩСН

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение	0,4 кВ
Номинальный ток	до 2,5 кА
Род тока	переменный
Частота переменного тока	50 Гц
Мощность трансформатора ТСН	до 1600 кВА
Степень защиты	IP31
Ток электродинамической стойкости	40 кА
Ток термической стойкости	20 кА
Вид обслуживания	двухстороннее
Способ подключения проводников	кабелем или шинами



Рисунок 8 – Пример внешнего вида ЩСН серии ШНЭ 8300 производства ГК «Экра»

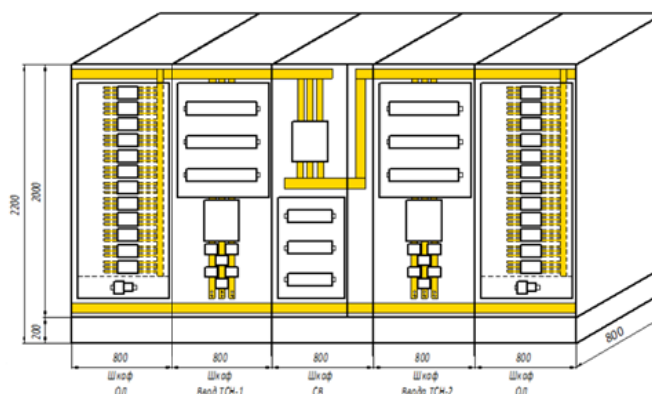


Рисунок 9 – Схема компоновки шкафов ЩСН серии ШНЭ 8300



ЩСН серии ШНЭ 8300 соответствует всем предъявляемым требованиям и подходит для применения на ПС 110/6 «Город-1».

## **2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Номинальное значение мощности выбираемого трансформатора ТСН, питающего шины напряжением 0,4 кВ, должно выбираться исходя из учета соответствия максимальным нагрузкам работы системы СН и учитывать загрузку и одновременность работы оборудования, а также с учетом перегрузочной способности ТСН. При этом необходимо помнить, что питание сторонних потребителей от системы СН запрещено.

«Для подстанций 110 - 220 кВ, мощность каждого из ТСН со стороны НН 0,4 кВ не должна превышать 630 кВА» [21, 28].

### **2.4.1 Определение суммарной расчетной нагрузки.**

Определение расчетной суммарной мощности приемников СН выполняется с учетом значения коэффициента спроса  $K_c$ . Коэффициента спроса позволяет учесть одновременность работы электроприемников и использование их установленной мощности. В расчете принимаем  $K_c = 0,8$ .

После проведения анализа существующей нормальной схемы электрических соединений ПС (рисунок 5), схемы электроснабжения собственных нужд ПС, документации на эксплуатируемое оборудование СН и посещения ПС 110/6 «Город-1» составлена таблица основных характеристик электроприемников и нагрузок СН (таблица 5).

На основании исходных данных, полученных при обследовании ПС выполняем расчёт суммарной активной мощности ( $P_c$ ), и суммарной реактивной ( $Q_c$ ) для каждой из групп однотипных электроприемников. Результаты все расчёты заносятся в таблицу 5.

Так как для каждой группы электроприемников расчёт однотипный, в данной работе будет продемонстрирован расчет на примере группы электрического обогрева помещения ЗРУ-6 кВ.

Для электрообогрева помещения ЗРУ-6 кВ установлены восемь ( $n$ ) электропечи ПЭТ-4 (рисунок 10) номинальная мощность ( $P_{ном}$ ) каждой печи составляет 1,6 кВт, коэффициенты мощности ( $\cos\varphi$ ) равен 1.



Рисунок 10 – Внешний вид электропечи ТЭТ-4

Суммарная активная мощность электрических печей ( $P_c$ ):

$$P_c = P_{ном} \cdot n = 1,6 \cdot 8 = 12,8 \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $P_{ном}$  – номинальная мощность одной электропечи, кВт;

$n$  – количество электроприемников, шт.

Суммарная реактивная мощность электрических печей ( $Q_c$ ):

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi = 12,8 \cdot 0 = 0 \text{ квар} \quad (2)$$

Суммарная активная установленная мощность всех электроприемников СН ( $P_\Sigma$ ) определяется по формуле:

$$P_\Sigma = \Sigma P_c = 9,5 + 1,5 + 0,6 + 0,6 + 0,3 + 0,6 + 12,8 + 9,6 + 3,2 + 3,2 + 3,2 + 2,0 + 0,4 + 12,8$$

$$9,75 + 0,975 + 7,8 + 9,5 + 9,5 + 0,276 + 19,0 + 10,36 + 4,4 + 4,0 + 2,2 + 2,0 + 1,0 + 41,6 = 182,661 \text{ кВт}, \quad (3)$$

где  $\Sigma P_c$  – сумма значений установленной активной мощности всех групп электроприемников, кВт.

Суммарная реактивная установленная мощность всех электроприемников СН ( $Q_\Sigma$ ) определяется по формуле:

$$Q_\Sigma = \Sigma Q_c = 1,5 + 7,313 + 0,141 + 9,12 + 7,77 + 3,3 + 3,0 + 1,65 + 1,5 + 24,544 = 59,837 \text{ квар}, \quad (4)$$

где  $\Sigma Q_c$  – сумма значений установленной реактивной мощности всех групп электроприемников, квар.

При этом расчётное значение коэффициента  $tg\varphi$  составит:

$$tg\varphi = \frac{Q}{P} = \frac{59,837}{182,661} = 0,33 \quad (5)$$

Полная расчетная мощность всех электроприемников ( $S_p$ ) СН можно рассчитать по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2} = \sqrt{182,661^2 + 59,837^2} = 192,212 \text{ ВА} \quad (6)$$

Далее определяем значение полной расчетной мощности СН с учетом коэффициента спроса  $K_c=0,8$ .

$$S_{\text{рас}} = K_c \cdot S_p = 0,8 \cdot 192,212 = 153,77 \text{ ВА} \quad (7)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса,  $K_c = 0,8$ ;

$S_c$  – полная мощности всех электроприемников СН, кВА.

Мощность трансформаторов собственных нужд при числе трансформаторов равном двум выбирается по условию

$$S_{TCH} \geq \frac{S_{рас} + S_{рем}}{K_n} \quad (8)$$

где  $S_{TCH}$  – мощность трансформаторов, кВА;

$S_{рем}$  – суммарная ремонтная мощность электроприемников, данная мощность может быть определена как сумма мощностей электроинструмента, вспомогательного переносного освещения, дополнительной вентиляции, сварочного оборудования и т.д.

- аварийная вентиляция 0,5 кВА;
- переносное освещение 0,3 кВА;
- электрооборудование 15 кВА.

$K_n$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки:

- для сухих и масляных герметичных трансформаторов  $K_n = 1,15$ ;
- для маслонаполненных трансформаторов марки М  $K_n = 1,40$ .

Мощность ТСН (сухих и масляных герметичных) составит:

$$S_{TCH} \geq \frac{S_{рас} + S_{рем}}{K_n} = \frac{153,77 + 15,8}{1,15} = 147,45 \text{ кВА} \quad (9)$$

Мощность ТСН (маслонаполненных трансформаторов марки М) составит:

$$S_{TCH} \geq \frac{S_{рас} + S_{рем}}{K_n} = \frac{153,77 + 15,8}{1,4} = 121,12 \text{ кВА} \quad (10)$$

#### 2.4.2 Выбор типа трансформатора собственных нужд

С учётом длительного срока эксплуатации (превышающего установленные заводом изготовителем срок эксплуатации в 30 лет)

установленных на ПС трансформаторов собственных нужд (таблица 3), а также на основании результатов расчета (п. 2.2.1).

Для дальнейшего применения выбираем два трансформатора типа ТМГ, производства ООО «Гольяттинский Трансформатор» [13].

Внешний вид трансформатора представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Внешний вид трансформатора ТМГ

Основные технические характеристики выбранных ТСН:

Количество ТСН	2
Тип ТСН	ТМГ-160/10 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ:	
- ВН	6
- НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток	$\Delta/Y_{H-11}$

Потери, кВт:	
- холостого хода	0,355
- короткого замыкания	2,9
Масс, кг полная	770

Трансформаторы с переключением ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ) в обмотке ВН в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5 \% \pm 2$  ступени с системой охлаждения вида «М», с гофрированными стенками бака, обеспечивающими необходимую поверхность охлаждения.

Отдельно стоит отметить, что для выбора, на ряду с маслonaполненными трансформаторами рассматривались к применению и сухие трансформаторы, но стоимость сухих трансформаторов значительно выше, что в свою очередь увеличивает срок окупаемости реконструкции ПС.

Масляные трансформатор ТМГ-160/10-УХЛ1 полностью соответствуют установленным требованиям и характеру нагрузки системы собственных нужд.

Вывод по разделу 2.

Выполненные расчеты и выбор оборудования позволяют с уверенностью сказать, что все выбранное оборудование соответствует предъявляемым требованиям и является полностью пригодным к применению на ПС 110/6 «Город-1».

Таблица 5 – Электроприемники системы СН ПС 110/6 «Город-1»

Наименование нагрузок	Установленная мощность			$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор, кВт, кВАр	
	Мощность, кВт	Количество, п	Общая мощность, кВт			$P_{рас}$	$Q_{рас}$
1	2	3	4	5	6	11	12
<b>Освещение территории и помещений</b>							
Освещение территории ОРУ-110 кВ	-	-	9,500	1,00	0,00	9,500	0,000
Помещение ЗРУ-6 кВ	0,150	10	1,500	1,00	0,00	1,500	0,000
Помещение ОПУ	0,150	4	0,600	1,00	0,00	0,600	0,000
Помещение ЩУ	0,150	4	0,600	1,00	0,00	0,600	0,000
Помещение АБ	0,150	2	0,300	1,00	0,00	0,300	0,000
Вспомогательные и бытовые помещения	0,150	4	0,600	1,00	0,00	0,600	0,000
<b>Электрический обогрев помещений</b>							
Помещение ЗРУ-6кВ	1,600	8	12,800	1,00	0,00	12,800	0,000
Помещение ОПУ и зал связи	1,600	6	9,600	1,00	0,00	9,600	0,000
Помещение ЩУ	1,600	2	3,200	1,00	0,00	3,200	0,000
Помещение АБ	1,600	2	3,200	1,00	0,00	3,200	0,000
Вспомогательные и бытовые помещения	1,600	2	3,200	1,00	0,00	3,200	0,000
<b>Электроснабжение цепей выключателей и разъединителей 110 кВ</b>							
Питание приводов выключателей 110 кВ	0,250	8	2,000	0,80	0,75	2,000	1,500
Электроподогрев (управляемый автоматикой) приводов выключателей 110 кВ	1,600	8	12,800	1,00	0,00	12,800	0,000
Разъединители и заземляющие ножи 110 кВ							
Питание приводов разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ	0,250	39	9,750	0,80	0,75	9,750	7,313
Электроподогрев антиконденсатный (неотключаемый) приводов разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ	0,025	<b>39</b>	0,975	1,00	0,00	0,975	0,000

Продолжение таблицы 5

Наименование нагрузок	Установленная мощность			$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор, кВт, кВАр	
	Мощность, кВт	Количество, п	Общая мощность, кВт			$P_{рас}$	$Q_{рас}$
						11	12
1	2	3	4	5	6	11	12
Электроподогрев (управляемый автоматикой) приводов разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ	0,200	39	7,800	1,00	0,00	7,800	0,000
<b>Электроснабжение цепей выключателей 6 кВ</b>							
Обогрев ячеек 6 кВ (релейный отсек)	0,250	38	9,500	1,00	0,00	9,500	0,000
Обогрев ячеек 6 кВ (выкаткой элемент)	0,250	38	9,500	1,00	0,00	9,500	0,000
Приборы учёта и контроля электроэнергии	0,0030	92	0,276	0,89	0,51	0,276	0,141
Оборудование РЗА ЗРУ-6 кВ	0,500	38	19,000	0,90	0,48	19,000	9,120
<b>Системы охлаждения, РЗА, связи и т.д.</b>							
Охлаждение силовых трансформаторов	0,370	28	10,360	0,80	0,75	10,360	7,770
РПН Т-1, Т-2	2,200	2	4,400	0,80	0,75	4,400	3,300
Аппаратура связи, телесигнализации и телемеханики	-	-	4,000	0,80	0,75	4,000	3,000
Система вентиляции	-	-	2,200	0,80	0,75	2,200	1,650
Система кондиционирования	-	-	2,000	0,80	0,75	2,000	1,500
Аварийное освещение, измерительное оборудование, пожаро-охранная сигнализация (постоянно находящиеся в работе)	-	-	1,000	1,00	0,00	1,000	0,000
Зарядно-подзарядное устройство (Агрегат ВЗП-380/260-40/80). Максимальная потребляемая мощность в режиме стабилизации напряжения	20,800	2	41,600	0,86	0,59	41,600	24,544
<b>Итого</b>	-	<b>423</b>	<b>173,161</b>	-	<b>0,33</b>	<b>182,661</b>	<b>59,837</b>



### 3 Определение токов короткого замыкания

На основании расчета токов короткого замыкания (далее – КЗ) будет осуществляться выбора и проверки электрических аппаратов, проводников, настройки устройств РЗА, разработка (проектирование) заземляющих устройств и т.д.

В работе будет выполнен расчет токов КЗ в четырех точках (*K1*, *K2*, *K3*, *K4*) ПС, указанных на рисунке 12.

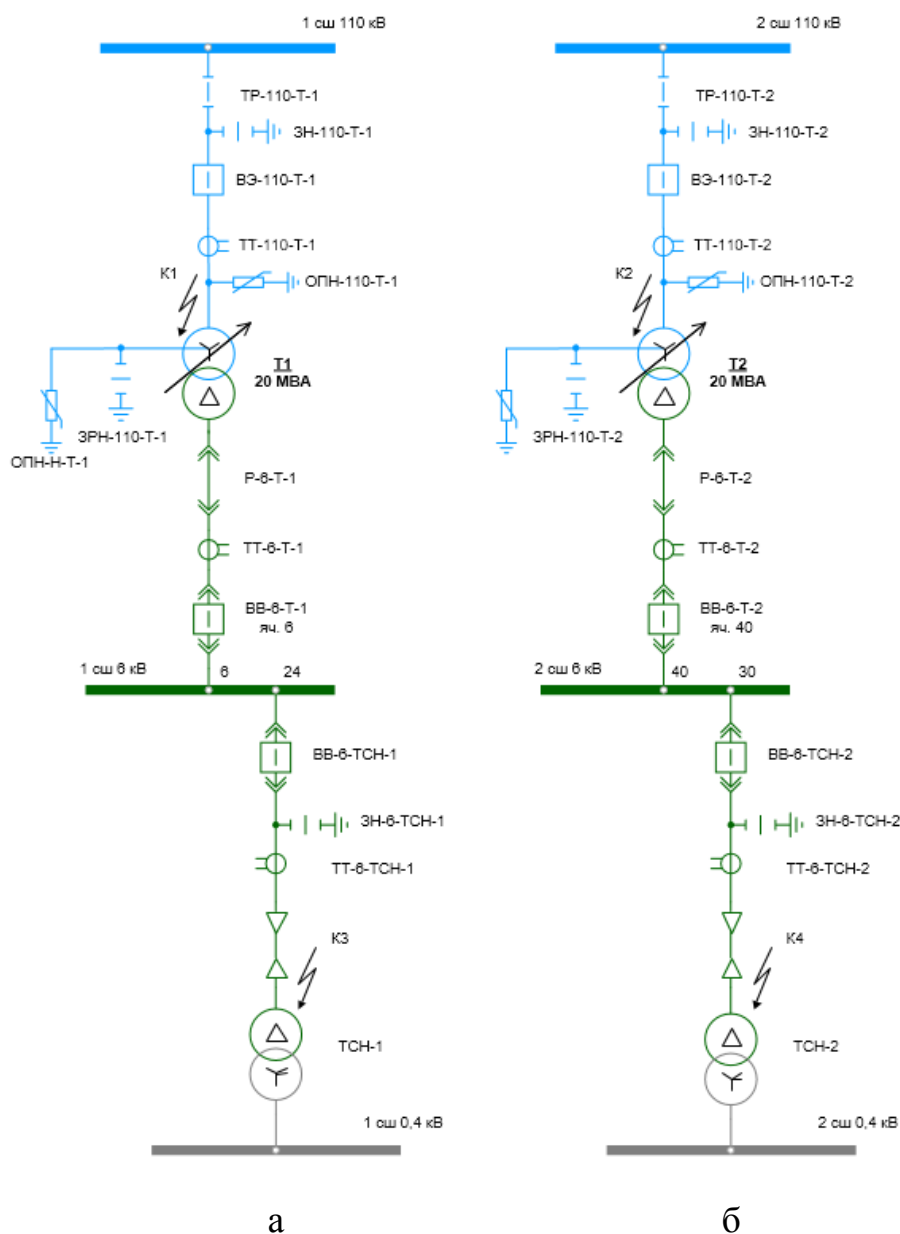


Рисунок 12 – Упрощенная схема для расчетов токов КЗ

Определение токов КЗ в точках  $K3$  и  $K4$  является основным для данной работы, т.к. по результатам полученных значений токов КЗ будет проводиться проверка правильности выбора высоковольтных выключателей 6 кВ ячеек № 24 ТСН-1 (рисунок 12а) и № 30 ТСН-2 (рисунок 12б).

В дальнейшем, в работе, будет выполнен дополнительный расчет токов КЗ в двух точках ( $K5$ ,  $K6$ ) необходимый для расчета и выбора защит ТСН-1 и ТСН-2.

### 3.1 Исходные данные для расчета токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ, с целью упрощения, выполним в относительных единицах, для перехода от реальных физических величин к относительным значениям применяем базисные величины.

Базисная мощность, принимается любое суммарное значение мощности всех источников питания или число кратное 10.

Для расчета в точках  $K1$  и  $K3$ , при питании 1 сш. 110 кВ (Т-1) от ПС 220/110/35/6 «Сызрань» по ВЛ-110 «Кубра-3»

$$S_{\sigma} = 500 \text{ МВА} \quad (11)$$

Для расчета в точках  $K2$  и  $K4$ , при питании 2 сш. 110 кВ (Т-2) от ПС 220/110/10 «Кубра» по ВЛ-110 «Кубра-3»

$$S_{\sigma} = 400 \text{ МВА} \quad (12)$$

Базисное напряжение, принимается значение той ступени, для которой выполняется расчет токов КЗ, значение выбирается равное среднему номинальному напряжению  $U_{cp}$  из ряда средних номинальных напряжений (в соответствии с ГОСТ).

В точках  $K1$  и  $K2$  на стороне 110 кВ

$$U_{\delta} = U_{cp} = 115 \text{ кВ} \quad (13)$$

В точках  $K3$  и  $K4$  на стороне 6 кВ

$$U_{\delta} = U_{cp} = 6,3 \text{ кВ} \quad (14)$$

Значение базисной мощности короткого замыкания  $S_k$ , получено из расчетных системных данных расчетной службы.

Для расчета в точках  $K1$  и  $K3$ , при питании 1 сш. 110 кВ (Т-1) от ПС 220/110/35/6 «Сызрань» по ВЛ-110 «Сызрань-Кубра»

$$S_k = 2500 \text{ МВА} \quad (15)$$

Для расчета в точках  $K1$  и  $K3$ , при питании 2 сш. 110 кВ (Т-2) от ПС 220/110/10 «Кубра» по ВЛ-110 «Кубра-3»

$$S_{\delta} = 2100 \text{ МВА} \quad (16)$$

На основании упрощённой схемы (рисунок 12а, 12б), для дальнейшего расчета составим схему замещения (рисунок 13).

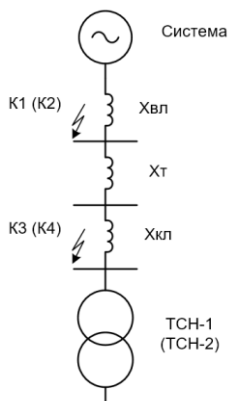


Рисунок 13 – Схема замещения

## 3.2 Расчет токов короткого замыкания

### 3.2.1 Расчет токов КЗ в точках К1 и К3

Как было отмечено выше, расчет токов КЗ, с целью упрощения, выполним в относительных единицах, для перехода от реальных физических величин к относительным значениям применяем базисные величины. Результаты вычислений указываются в конце раздела, в сводной таблице (таблица 6). Исходные данные указаны в п. 3.1.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{500}{2500} = 0,2 \text{ о. е.} \quad (17)$$

Расчет сопротивления воздушной линии ВЛ-110 «Сызраь-Кубра», ВЛ состоит из двух участков, первый участок протяженностью  $l = 21,14$  км выполнен проводом АС-240/32 (удельное индуктивное сопротивление  $x_{уд} = 0,378$  Ом/км), второй участок протяженностью  $l = 6,6$  км выполнен проводом АС-150/24 (удельное индуктивное сопротивление  $x_{уд} = 0,384$  Ом/км).

$$x_{*б,вл \text{ уч1}} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,378 \cdot 21,14 \cdot \frac{500}{115^2} = 0,302 \text{ о. е.} \quad (18)$$

$$x_{*б,вл \text{ уч2}} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,384 \cdot 6,6 \cdot \frac{500}{115^2} = 0,096 \text{ о. е.} \quad (19)$$

$$x_{*б,вл} = x_{*б,вл \text{ уч1}} + x_{*б,вл \text{ уч2}} = 0,302 + 0,096 = 0,398 \text{ о. е.} \quad (20)$$

Результирующее сопротивление в точке К1:

$$x_{*б,рез} = x_{*б,с} + x_{*б,вл} = 0,2 + 0,398 = 0,598 \text{ о. е.} \quad (21)$$

Расчет значения базисного тока в точке К1:

$$I_б (К1) = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,51 \text{ кА} \quad (22)$$

Так как энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, следовательно действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном токе КЗ, в любой момент времени можно считать  $I_{n,t}=I_{n,0}=const$  [7].

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке  $K1$  можно определить:

$$I_{п,0 (K1)} = \frac{E''_{*6}}{x_{*6,рез}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,598} \cdot 2,51 = 4,198 \text{ кА}, \quad (23)$$

где  $E''_{*6} = 1$  – среднее значение сверхпереходной электродвижущей силы для энергетической системы, о. е.

Ударный ток КЗ в точке  $K1$  следует определять, как:

$$i_{уд (K1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,198 \cdot 1,717 = 10,194 \text{ кА}, \quad (24)$$

где  $k_{уд} = \ll 1,717$  – ударный коэффициент, определяется по [6, 11].

Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением 110 – 150 кВ,  $k_{уд}$  выбирается из значений  $1,608 – 1,717$ » [6, 11].

Для определения токов КЗ в точке  $K3$  сначала необходимо выполнить соответствующий расчет сопротивления силового трансформатора (оперативное наименование Т-1, тип ТДНГ-20000/110-У1):

$$x_{*6,Т} = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{500}{20} = 2,625 \text{ о. е.}, \quad (25)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора  $U_k = 10,5 \%$  (согласно паспорта);

$S_{номТ}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

Расчет значения сопротивления кабельной линии КЛ-6 кВ от яч. 24 1 ш. 6 кВ до ТСН-1, протяженностью  $l = 0,015$  км выполненной кабелем АСБ-6 3х10 (силовой бронированный лентами кабель - 3 на 10 мм<sup>2</sup>, с алюминиевой жилой, с бумажной пропитанной изоляцией, свинцовой оболочкой, наружный покров из битума и пряжи, удельное индуктивное сопротивление  $x_{уд} = 0,11$  Ом/км).

$$x_{*б,каб} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,11 \cdot 0,015 \cdot \frac{500}{6,3^2} = 0,021 \text{ о. е.} \quad (26)$$

Расчет значения результирующего сопротивление в точке КЗ:

$$x_{*б,рез} = x_{*б,с} + x_{*б,вл} + x_{*б,Т} + x_{*б,каб} = 0,2 + 0,398 + 2,625 + 0,021 = 3,244 \text{ о. е.} \quad (27)$$

Расчет значения базисного тока в точке КЗ:

$$I_б (КЗ) = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 45,821 \text{ кА} \quad (28)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке КЗ определим, как:

$$I_{п,0} (КЗ) = \frac{E''_{*б}}{x_{*б,рез}} \cdot I_б (КЗ) = \frac{1}{3,244} \cdot 45,821 = 14,126 \text{ кА} \quad (29)$$

Ударный ток КЗ в точке КЗ следует определять по формуле:

$$i_{уд} (КЗ) = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,126 \cdot 1,82 = 36,359 \text{ кА} \quad (30)$$

где  $k_{уд} = 1,82$  – ударный коэффициент, определяется по справочной литературе [6, 11].

«Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью, 5,3 – 32 МВА,  $K_{уд}$  выбирается из значений 1,6 – 1,82» [2, 3].

### 3.2.2 Расчет токов КЗ для в точках К2 и К4

Как было отмечено выше, расчет токов КЗ, с целью упрощения, выполним в относительных единицах, для перехода от реальных физических величин к относительным значениям применяем базисные величины. Результаты вычислений указываются в конце раздела, в сводной таблице (таблица 6). Исходные данные указаны в п. 3.1.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{400}{2100} = 0,19 \text{ о. е.} \quad (31)$$

Расчет сопротивления воздушной линии ВЛ-110 «Кубра-3», ВЛ состоит из одного участка протяженностью  $l = 11,9$  км выполнен проводом АС-240/32 (удельное индуктивное сопротивление  $x_{уд} = 0,378$  Ом/км).

$$x_{*б,вл} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,378 \cdot 11,9 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,242 \text{ о. е.} \quad (32)$$

Результирующее сопротивление в точке К2:

$$x_{*б,рез} = x_{*б,с} + x_{*б,вл} = 0,19 + 0,242 = 0,432 \text{ о. е.} \quad (33)$$

Расчет значения базисного тока в точке К2:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,008 \text{ кА} \quad (34)$$

Так как энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, следовательно действующее значение периодической

составляющей тока КЗ от системы при трехфазном токе КЗ, в любой момент времени можно считать  $I_{n,t} = I_{n,0} = const$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке К2 определим по формуле:

$$I_{п,0} (К2) = \frac{E''_{*6}}{x_{*6,рез}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,432} \cdot 2,008 = 4,647 \text{ кА} \quad (35)$$

где  $E''_{*6} = 1$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о. е.

Ударный ток КЗ в точке К2 следует определять по формуле:

$$i_{уд} (К2) = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,647 \cdot 1,717 = 11,283 \text{ кА} \quad (36)$$

где  $K_{уд} = 1,717$  – ударный коэффициент, определяется по справочной литературе [6, 11].

«Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением 110 – 150 кВ,  $K_{уд}$  выбирается из значений 1,608 – 1,717» [2, 3].

Для определения токов КЗ в точке К4 сначала необходимо выполнить соответствующий расчет сопротивления силового трансформатора (оперативное наименование Т-2, тип ТДНГ-20000/110-У1):

$$x_{*6,Т} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{400}{20} = 2,1 \text{ о. е.} \quad (37)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора  $U_k = 10,5 \%$  (согласно паспорта);

$S_{номТ}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

Расчет сопротивления кабельной линии КЛ-6 кВ от яч. 24 1 ш. 6 кВ до ТСН-1, протяженностью  $l = 0,01$  км выполненной кабелем АСБ-6 3x10



(силовой бронированный лентами кабель - 3 на 10 мм<sup>2</sup>, с алюминиевой жилой, с бумажной пропитанной изоляцией, свинцовой оболочкой, наружный покров из битума и пряжи, удельное индуктивное сопротивление  $x_{y\partial} = 0,11$  Ом/км).

$$x_{*б,каб} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0,11 \cdot 0,01 \cdot \frac{400}{6,3^2} = 0,011 \text{ о. е.} \quad (38)$$

Результирующее сопротивление в точке К4:

$$x_{*б,рез} = x_{*б,с} + x_{*б,вл} + x_{*б,Т} + x_{*б,каб} = 0,19 + 0,242 + 2,1 + 0,011 = 2,543 \text{ о. е.} \quad (39)$$

Расчет значения базисного тока в точке К4:

$$I_{б(к4)} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 36,657 \text{ кА} \quad (40)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К4 определим по формуле:

$$I_{п,0(к4)} = \frac{E''_{*б}}{x_{*б,рез}} \cdot I_б = \frac{1}{2,543} \cdot 36,657 = 14,413 \text{ кА} \quad (41)$$

Ударный ток КЗ в точке К4 следует определять по формуле:

$$i_{уд(к4)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,413 \cdot 1,82 = 37,098 \text{ кА} \quad (42)$$

где  $K_{y\partial} = 1,82$  – ударный коэффициент, определяется по [6, 11].

«Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью, 5,3 – 32 МВА,  $K_{y\partial}$  выбирается из значений 1,6 – 1,82» [2, 3].

Таблица 6 – Сводные результаты вычислений токов КЗ

Наименование параметра	Точка короткого замыкания на схеме	Значение токов, кА
$I_{n,0} (K1)$	$K_1$	4,198
$i_{y\partial} (K1)$	$K_1$	10,194
$I_{n,0} (K2)$	$K_2$	4,647
$i_{y\partial} (K2)$	$K_2$	11,283
$I_{n,0} (K3)$	$K_3$	14,126
$i_{y\partial} (K3)$	$K_3$	36,359
$I_{n,0} (K4)$	$K_4$	14,413
$i_{y\partial} (K4)$	$K_4$	37,098

Вывод по разделу 3.

После анализа полученного результата, можно сделать вывод, что в одинаковых (однотипных) точках соответствующих секций шин ПС 110/6 «Город-1» значения токов КЗ практически одинаковые, следовательно, и коммутационные аппараты, выбираемые на основании полученных расчетов, могут иметь одинаковые (однотипные) характеристики.

Расчет токов КЗ позволит в ходе дальнейшей работы осуществить выбор и проверку коммутационного, измерительного и релейного оборудования.

## 4 Выбор основного оборудования ячеек № 24 и № 30 ЗРУ-6 кВ

В данном разделе выполняется выбор электрических аппаратов, высоковольтных выключателей и трансформаторов тока 6 кВ, для установки в ячейках ЗРУ- 6 кВ ТСН-1, ТСН-2. Выбор оборудования необходимо начать с определения расчётных условий по заданной электрической схеме, это:

- значения расчётных рабочих токов присоединений;
- значения расчётных токов КЗ.

«Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов» [19].

### 4.1 Выбор вакуумного выключателя ВВ-6-ТСН-1, ВВ-6-ТСН-2

Высоковольтные выключатели 6 кВ устанавливаются в ячейках № 24 (оперативное наименование ТСН-1) и № 30 (оперативное наименование ТСН-2) ЗРУ-6 кВ должны удовлетворять следующим требованиям:

- по номинальному напряжению  $U_{ном} \leq U_{ном\ сети}$ ;
- по номинальному длительному (рабочему) току  $I_{раб} \leq I_{ном}, I_{тах} \leq I_{ном}$ ;
- по отключающей способности;
- по включающей способности;
- по предельному сквозному току КЗ (электродинамическая стойкость);
- по тепловому импульсу (термическая стойкость);
- восстанавливаемому напряжению.

По результатам расчета токов трехфазного КЗ (раздел 3) расчета получены соответствующие значения (таблица б):

- $I_{n,0 (КЗ)} = 14,126$  кА;
- $i_{yd (КЗ)} = 36,359$  кА;
- $I_{n,0 (К4)} = 14,413$  кА;
- $i_{yd (К4)} = 37,098$  кА.

При выборе высоковольтных выключателей 6 кВ предпочтение стоит отдавать силовым выключателям с вакуумной дугогасительной камерой.

«Вакуумный выключатель – высоковольтный коммутационный аппарат для выполнения операций включения и отключения электрического тока в рабочем и аварийном режиме, и режиме короткого замыкания, при этом средой гашения дуги является вакуум» [17].

Преобладающая доля вакуумных выключателей в России приближается к значению 60% от всех изготавливаемых коммутационных устройств на напряжение 6 – 10 кВ.

К достоинствам вакуумных выключателей можно отнести:

- высокая надежность;
- высокая коммутационная износостойкость;
- сокращение расходов по обслуживанию;
- быстроедействие и увеличенный механический ресурс;
- автономность работы;
- безопасность и удобство эксплуатации.

Учитывая вышесказанное предварительно выбираем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630-У2 (рисунок 14) производства компании «Таврида Электрик» [17], характеристики выключателя в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики выключателя

Наименование параметра	Значение параметра
Тип изделия:	ВВ/TEL
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	630
Начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{пр.с}$ , кА	20

Продолжение таблицы 7

Наименование параметра	Значение параметра
Наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{пр.с}$ , кА	51
Наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $i_{вкл.норм}$ , кА	51
Начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл.норм}$ , кА	20
Номинальный ток отключения $I_{откл.норм}$ , кА	20
Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{нор}$ , %	30
Ток термической стойкости $I_T$ , кА	20
Длительность протекания тока термической стойкости $t_T$ , с	3
Собственное время отключения выключателя $t_{св}$ , с	0,055
Полное время отключения выключателя $t_{пв.откл}$ , с	0,065



Рисунок 14 – Пример выключателя ВВ/TEL-10, установленного на выкатном элементе ячейки КРУ

Проверка соответствия номинального напряжения, по условию

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} > U_{сет.ном} = 6,3 \text{ кВ} \quad (43)$$

Проверка соответствия номинальному длительному (рабочему) току, по условию  $I_{раб} \leq I_{ном}$  и  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{раб} = 14,663 \text{ А} \leq I_{ном} = 630 \text{ А} \quad (44)$$

$$I_{max} = 20,528 \text{ А} \leq I_{ном} = 630 \text{ А} \quad (45)$$

где  $I_{раб}$  – номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации, А

$$I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14,66 \text{ А} \quad (46)$$

$I_{max}$  – расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки, А

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 20,528 \text{ А} \quad (47)$$

Проверка соответствия отключающей способности, по условиям симметричного тока отключения, отключения аperiodической составляющей, включающей способности и т.д.

Проверка на симметричный ток отключения, по условию

$$I_{п,т} = I_{п.0} (КЗ) = 14,126 \text{ кА} \quad (48)$$

$$I_{п,т} = 14,126 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} \quad (49)$$

Проверка на отключение аperiodической составляющей токов КЗ, по условию  $i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$

$$i_{a,\tau} = 5,36 \text{ кА} \leq i_{a.\text{ном}} = 8,485 \text{ кА} \quad (50)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,126 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,05}} = 5,444 \text{ кА} \quad (51)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \right) \cdot 20 = 8,485 \text{ кА} \quad (52)$$

$$\tau = t_{pz} + t_{c.в} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с} \quad (53)$$

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

$\beta_{\text{нор}}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей, %;

$t_{pz}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{cв}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, определяется по справочной литературе [2, 3].

«Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью 5,6 – 32 МВА,  $T_a$  выбирается из значений 0,02 – 0,05» [2, 3].

Проверка соответствия включающей способности, по условиям

$$I_{п.0} \leq I_{\text{вкл.норм}},$$

$$i_{уд} \leq i_{\text{вкл.норм}}$$

$$I_{п.0} (\text{КЗ}) = 14,126 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.норм}} = 20 \text{ кА} \quad (54)$$

$$i_{уд} (\text{КЗ}) = 36,359 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.норм}} = 51 \text{ кА} \quad (55)$$

Проверка соответствия придельному сквозному току КЗ, на электродинамической прочность по условиям  $I_{п.0} \leq I_{пр.с}$ ,  $i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}$

$$I_{n,0 (K3)} = 14,126 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА} \quad (56)$$

$$i_{\text{уд (K3)}} = 36,359 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 51 \text{ кА} \quad (57)$$

Проверка соответствия тепловому импульсу, на термическую стойкость.

Так как  $t_{\text{нв.откл}} = 0,075 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$ , то проверка осуществляется по условию:

$$\begin{aligned} B_{\text{к}} &= 24,944 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = \\ &(20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 30 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \end{aligned} \quad (59)$$

$$\begin{aligned} B_{\text{к}} &= I_{\text{п,0 (K3)}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = \\ &(14,126 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,075 + 0,05) = 24,944 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \end{aligned} \quad (60)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}, \quad (61)$$

где  $t_{\text{нв.откл}}$  – полное время отключения выключателя, с.

В разделе п. 4.1 работы рассмотрена проверка правильности выбора вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-20/630-У2 для ячейки № 24 (оперативное наименование на схеме ТСН-1).

Проверка выполнена на основании технических характеристик выбранного к применению трансформатора ТМГ-160/10-УХЛ1 и расчётных значений токов КЗ в точке КЗ (п. 3.2).

Порядок проверки выбора вакуумного выключателя для ячейки № 30 (оперативное наименование на схеме ТСН-2) аналогичный и в работе не представлен, но проверка правильности выбора выполнена.

Все полученные результаты вычислений внесены в таблицу 8.



Таблица 8 – Сводная таблица проверки выключателя 6 кВ (яч. № 24 ТСН-1, яч. № 30 ТСН-2)

Выключатель ВВ/TEL-10		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ПС 110/6 «Город-1» ЗРУ-6 кВ яч. №24 (ТСН-1)		
$U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{раб}} = 14,663 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{max}} = 20,528 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{п,т}} = 14,126 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$
$I_{\text{п,0 (К3)}} = 14,126 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0 (К3)}} \leq I_{\text{вкл.НОМ}}$
$i_{\text{а,т}} = 5,444 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = 8,485 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$
$I_{\text{п,0 (К3)}} = 14,126 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0 (К3)}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд (К3)}} = 36,359 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд (К3)}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
ПС 110/6 «Город-1» ЗРУ-6 кВ яч. №24 (ТСН-2)		
$U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{раб}} = 14,663 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{max}} = 20,528 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{п,т}} = 14,413 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$
$I_{\text{п,0 (К4)}} = 14,413 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0 (К4)}} \leq I_{\text{вкл.НОМ}}$
$i_{\text{а,т}} = 5,555 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = 8,485 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$
$I_{\text{п,0 (К4)}} = 14,413 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0 (К4)}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд (К4)}} = 37,098 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд (К4)}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$

По результатам расчетов можно сделать вывод, что выбранный для применения вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У2, производства компании «Таврида Электрик» удовлетворяет всем критериям выбора и проверки.

## 4.2 Выбор трансформаторов тока ТТ-6-ТСН-1, ТТ-6-ТСН-2

«Трансформаторы тока (далее – ТТ) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительными приборами, устройствам защиты и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6-10 кВ (в отношении данного раздела выпускной квалификационной работы)» [9, 25].

Высоковольтные измерительные ТТ должны удовлетворять требованиям:

- номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- номинальному длительному (рабочему) току  $I_{\text{раб}} \leq I_{1 \text{ ном}}$ ,

где:  $I_{\text{раб}}$  – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1 \text{ ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам).

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- электродинамической стойкости  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1 \text{ ном}}$ ,

где:  $K_{\text{эд}}$  – кратность электродинамической стойкости трансформатора тока (по каталогу);

- термической стойкости  $B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1 \text{ ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{1 \text{ ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$ ,

где:  $K_{\text{Т}}$  – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу);

- конструкции и классу точности;
- вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$ .

По результатам расчета токов трехфазного КЗ (раздел 3) расчета получены соответствующие значения (таблица б):

- $I_{n,0 (КЗ)} = 14,126 \text{ кА}$ ;

- $i_{уд (КЗ)} = 36,359$  кА;
- $S_{ном.ТСН} = 160$  кВА.

Учитывая вышесказанное предварительно намечаем к установке измерительный трансформатор тока 10 кВ с литой изоляцией ТЛО-10 производства ООО «Электроцит – К<sup>о</sup>» (рисунок 15), характеристики трансформаторов тока в таблице 9.

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Тип измерительного трансформатора	ТЛО-10
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10
Номинальный ток $I_{1 ном}$ , А	50
Номинальный вторичный ток $I_{2 ном}$ , А	5
Ток термической стойкости $I_T$ , кА	20
Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ , кА	52
Длительность протекания тока термической стойкости $t_T$ , с	1
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$ $S_2$ , ВА	
- обмотки для измерения	10
- обмотки для защиты	15



Рисунок 15 – Внешний вид ТТ ТЛО-10

Проверка соответствия номинального напряжения, по условию

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.НОМ}} = 6,3 \text{ кВ} \quad (62)$$

Проверка соответствия номинальному длительному (рабочему) току, по условию  $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$  и  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$

$$I_{\text{раб}} = 14,663 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 50 \text{ А} \quad (63)$$

$$I_{\text{max}} = 20,528 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 50 \text{ А} \quad (64)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный ток (рабочий) при нормальных условиях эксплуатации, А

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14,66 \text{ А} \quad (65)$$

$I_{\text{max}}$  – расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки, А

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 20,528 \text{ А} \quad (66)$$

Стоит отметить, что номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Проверка соответствия электродинамической стойкости, по условию

$$\begin{aligned} i_{\text{уд (КЗ)}} &\leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}} \\ i_{\text{уд (КЗ)}} &= 36,359 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \end{aligned} \quad (67)$$

Проверка соответствия термической стойкости, по условию  $B_K \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T$

$$B_K = 24,944 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq I_T^2 \cdot t_T = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 = 400 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \quad (68)$$

$$B_K = I_{п,0 (КЗ)}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (14,126 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,075 + 0,05) = 24,944 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \quad (69)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения короткого замыкания, с (п. 4.1.6);

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, определяется по справочной литературе [2, 3].  $T_a$  выбирается из значений 0,02 – 0,05;

$t_T$  – время термической стойкости трансформатора тока, с.

Проверка соответствия конструкции и класса точности:

«Трансформатор тока ТЛЮ-1 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления.

Также предназначен для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных распределительных устройствах внутренней и наружной установки, комплектных распределительных устройств стационарного исполнения одностороннего обслуживания (КРУ, КРУН, КСО) переменного тока на класс напряжения до 10 кВ» [25,26].

Класс точности измерительной обмотки – 0,5S, обмотка для защиты – 10P.

Конструктивное исполнение и класс точности трансформатора тока соответствуют.

Проверка соответствия вторичной нагрузке обмотки измерений, по условию  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

$$z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_2}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}, \quad (70)$$

где  $z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2 \text{ ном}}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности [12];

$S_2$  – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока (при  $\cos\varphi = 0,8$ ), ВА;

$I_{2 \text{ ном}}$  – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $z_2 \approx R_2$ :

$$z_2 = R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (71)$$

где  $R_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов ( $R_{\text{к}} = 0,05$  Ом при 2 – 3 приборах).

$R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, Ом.

Общее сопротивление измерительных приборов на одну фазу составит:

$$R_{\text{приб (ф.А)}} = \frac{S_{\text{приб (ф.А)}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом} \quad (72)$$

$$R_{\text{приб (ф.С)}} = \frac{S_{\text{приб (ф.С)}}}{I_{2 \text{ ном}}^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (73)$$

где  $R_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов подключенных к трансформатору тока, Ом;

$S_{\text{приб}}$  – полная мощность потребляемая подключенными приборами (таблица 10).

Таблица 10 – Приборы, подключенные к измерительной обметке ТТ

Средство измерений	Тип	Нагрузка, ВА	
		ТТ фаза «А»	ТТ фаза «С»
Амперметр	Э42700	0,5	-
Ваттметр	ЩВ02.1	-	1,0
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1
Итого		0,6	1,1

Далее определяем сопротивление соединительных проводов, для этого необходимо знать сопротивление контактов.

Так как число используемых приборов три, то сопротивление контактов составит  $R_k = 0,05$  Ом [15].

Получив необходимые данные составляем условие для расчета выбора сечения соединительных проводов, учитывая нагрузку наиболее загруженной фазы «С».

Из выражения  $z_2 = R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k$  получаем формулу допустимого значения сопротивления соединительных проводов:

$$R_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом} \quad (74)$$

Определение сечения соединительных проводов

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 10,4}{0,306} = 0,595 \text{ мм}^2 \quad (75)$$

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,392 \approx 10,4 \text{ м}, \quad (76)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,

для проводов с медными жилами  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_p$  – расчетная длина.

Для защиты ТСН-1 и ТСН-2 будет применяться схема включения трансформаторов тока «неполная звезда».

Таким образом трансформаторы тока будут установлены в фазы «А» и «С» соответствующих присоединений.

Значение  $l_p = \sqrt{3} \cdot l$  «как правило типовое значение длин присоединений 6-10 кВ составляет 4 – 6 м» [2, 3, 22, 26].

Выбираем к применению провод марка ПуВ нг(А)-LS 1х2,5 с медной жилой сечением  $S = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Тогда расчетное значение сопротивления соединительных проводов составит:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_p}{S} = \frac{0,0175 \cdot 10,4}{2,5} = 0,0728 \text{ мм}^2 \quad (77)$$

Нагрузка вторичной измерительной обмотки трансформатора тока составит:

$$z_2 = R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,044 + 0,0728 + 0,05 = 0,167 \text{ Ом} \quad (78)$$

$$z_2 = 0,167 \text{ Ом} \leq z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом} \quad (79)$$

Заданное условие соответствия вторичной нагрузке обмотки измерений выполняется.

Таким образом, получаются следующие значения:

$$\begin{aligned} R_{\text{приб}} &= 0,044 \text{ Ом} \\ R_{\text{пр}} &= 0,0728 \text{ Ом} \\ R_{\text{к}} &= 0,05 \text{ Ом} \\ z_2 = R_2 &= 0,167 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Результаты расчета параметров проверки выбора измерительного трансформатора тока вносятся в таблицу 11.



Таблица 11 – Результаты проверки соответствия трансформатора тока

Трансформатор тока ТЛЮ-10		
Расчетные данные	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 14,66 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1 \text{ ном}}$
$i_{\text{уд (КЗ)}} = 36,359 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к расч}} = 24,944 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к ТТ}} = 400 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к ТТ}}$
Провод с медными жилами $S = 2,5 \text{ мм}^2$ марка ПуВ нг(А)-LS 1x2,5		

По результатам расчетов можно сделать вывод, что выбранный для применения измерительный трансформатор тока ТЛЮ-10, производства ООО «Электроцит – К» удовлетворяет всем критериям выбора и проверки.

### 4.3 Выбор релейной защиты трансформаторов ТСН-1, ТСН-2

Номинальная полная мощность ТСН-1 и ТСН-2 (тип ТМГ-160/10-УХЛ1) составляет 160 кВА, следовательно, к данным трансформаторам применяются требования к защитам силовых трансформаторов мощностью менее 4 МВА [16].

1 Для защиты от внешних КЗ применяется токовая отсечка, которая охватывает так же часть обмотки трансформатора, используется как основная защита для трансформаторов без выдержки времени менее.

2 Для защиты от внутренних замыканий в обмотках, обусловленных перегрузкой внешними КЗ трансформатора, должна применяться МТЗ (максимальная токовая защита).

3 Защита от однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, в сети с глухозаземленной нейтралью (сети с напряжением 220, 380 и 660 В).

4 Защита от перегрузки, при наличии постоянного дежурного персонала защита в основном выполняется на сигнал.

### 4.3.1 Расчет токов КЗ на стороне НН ТСН-1, ТСН-2

В данном разделе выполняется расчет токов КЗ, необходимых для расчета уставок защит РЗА ТСН-1 и ТСН-2. Расчет выполняется в точках *К4* (рисунок 16а) и *К6* (рисунок 16б), на стороне НН ТСН.

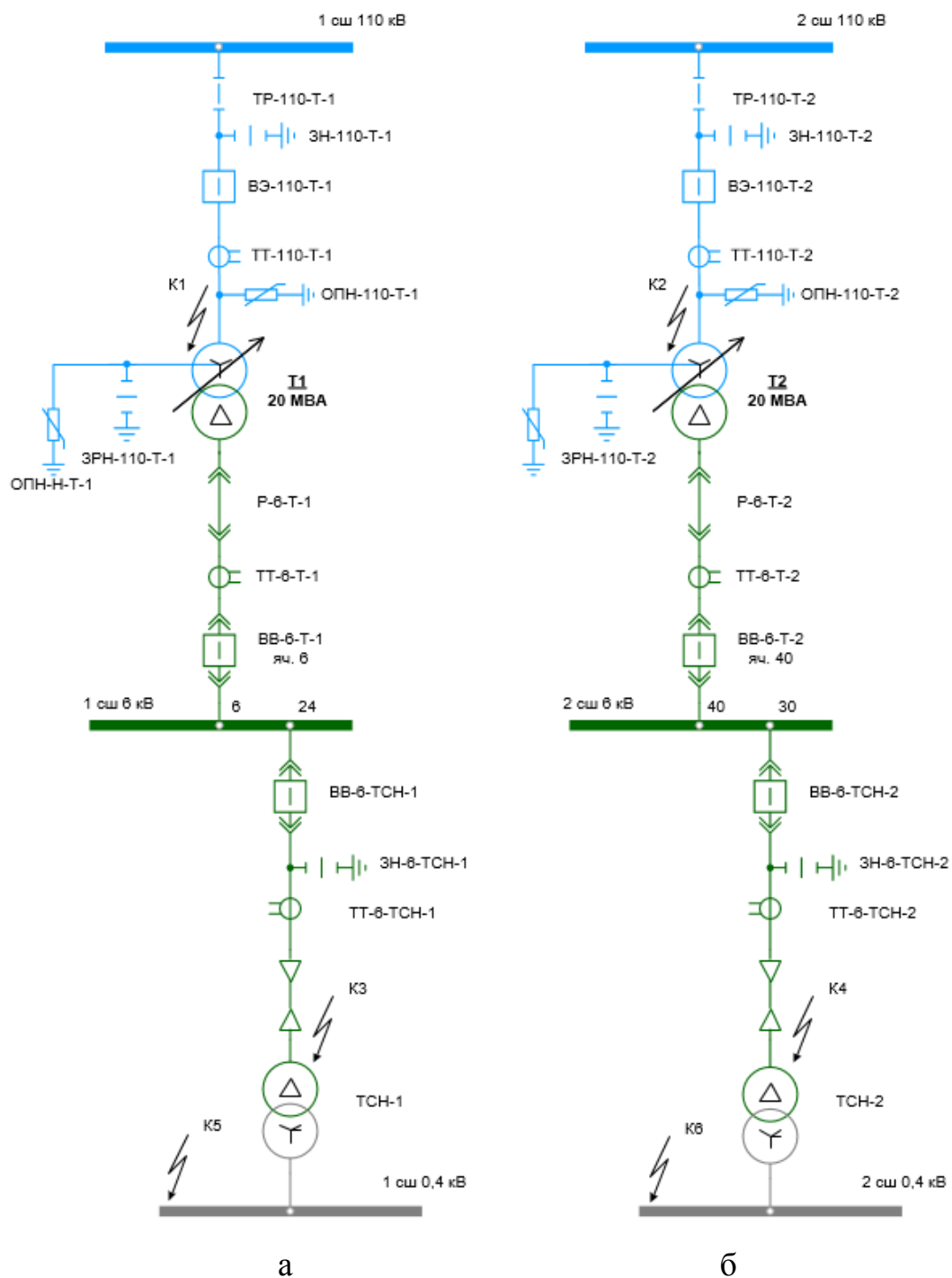


Рисунок 16 – Упрощенная схема для расчетов токов КЗ

Основные исходные данные:

Номинальная полная мощность ТСН  $S_{ном.ТСН} = 160$  кВА;

Номинальное напряжение ТСН:

- ВН  $U_{ном\ вн} = 6$  кВ;

- НН  $U_{ном\ нн} = 0,4$  кВ.

Схема соединения обмоток  $\Delta/Y_{н-11}$ ;

Марка кабеля 0,4 кВ ВБГШН-3х185-1х70;

Длина кабельной линии 0,4 кВ:

- ТСН-1 0,02 км;

- ТСН-2 0,025 км.

Напряжение короткого замыкания  $U_k = 4,5$  %

Коэффициент трансформации ТТ  $n_{ТТ} = 10$ .

На основании упрощённой схемы (рисунок 16), для дальнейшего расчета составим схему замещения (рисунок 17).

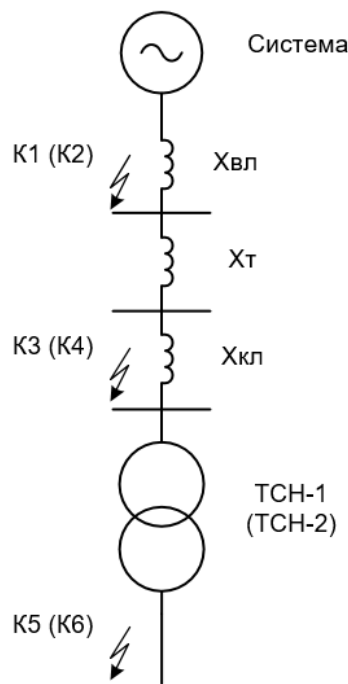


Рисунок 17 – Схема замещения

Расчет токов КЗ, с целью упрощения, выполним в относительных единицах, для перехода от реальных физических величин к относительным значениям применяем базисные величины.

Расчет сопротивления трансформатора ТСН.

$$x_{*б,ТСН} = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.ТСН}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{500}{0,16} = 140,62 \text{ о. е.}, \quad (80)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора  $U_k = 4,5 \%$  (согласно паспорта);

$S_{ном.ТСН}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

Расчет сопротивления кабельной линии КЛ-4 кВ от от ТСН-1 до ЩСН, протяженностью  $l = 0,01$  км выполненной кабелем ВБГШн-3х185-1х70, удельное индуктивное сопротивление  $x_{уд} = 0,0596$  Ом/км.

$$x_{*б,каб} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,1 \cdot 0,0596 \cdot \frac{500}{0,4^2} = 3,725 \text{ о. е.} \quad (81)$$

Результирующее сопротивление в точке К5:

$$x_{*б,рез} = x_{*б,ТСН} + x_{*б,каб} = 140,625 + 3,725 = 144,35 \text{ о. е.} \quad (82)$$

Расчет значения базисного тока в точке К5:

$$I_б (К5) = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 721,68 \text{ кА} \quad (83)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке КЗ определим по формуле:

$$I_{п,0 (КЗ)} = \frac{E''_6}{x_{*6,рез}} \cdot I_{6 (КЗ)} = \frac{1}{144,35} \cdot 721,68 = 5,0 \text{ кА} \quad (84)$$

Значение тока трехфазного КЗ в точке К5:

$$I_{кз (К5)}^{(3)} = I_{п,0 (КЗ)} = 5,0 \text{ кА} \quad (85)$$

Значение тока двухфазного КЗ в точке К5:

$$I_{кз (К5)}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз (К5)}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,0 = 4,33 \text{ кА} \quad (86)$$

#### 4.3.2 Расчет максимальной токовой защиты на стороне ВН ТСН

Максимальная токовая защита (далее – МТЗ) — вид релейной защиты, действие которой связано с увеличением силы тока в защищаемой цепи при возникновении короткого замыкания на участке данной цепи.

При КЗ на защищаемом участке ток увеличивается, факт увеличения значения тока используется для выполнения токовых защит.

МТЗ срабатывает при увеличении тока в фазах защищаемого участка, при превышении определенного значения уставки, селективность МТЗ обеспечивается выдержкой времени. Схематично МТЗ представлена на рисунке 18.

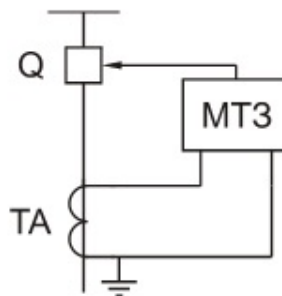


Рисунок 18 – Максимальная токовая защита

Определение тока срабатывания МТЗ  $I_{сз.мтз}$ , по условию

$$I_{сз.мтз} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_{в}} \cdot I_{ном\ тсн} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 15,396 = 57,735 \text{ А} \quad (87)$$

$$I_{ном\ тсн} = \frac{S_{ном\ тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ вн}} = \frac{160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 15,396 \text{ А}, \quad (88)$$

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

$K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, принимается 2,5;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, принимается из диапазона 0,8 – 0,85.

Тогда ток срабатывания реле МТЗ составит

$$I_{ср\ мтз} = \frac{I_{сз\ мтз} \cdot K_{сх}}{n_{тт}} = \frac{57,735 \cdot 1}{50/5} = 5,774 \text{ А} \quad (89)$$

Для выполнения МТЗ выбираем электромеханическое токовое реле РТ 40/10 (предел уставок 2,5 – 10) рисунок 19.



Рисунок 19 – Внешний вид токового реле серии РТ 40

Проверка чувствительности МТЗ току двухфазного КЗ на стороне НН ТСН

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)'}}{I_{сз\ мтз}} = \frac{0,289 \cdot 10^3}{57,735} = 5 \quad (90)$$

$$I_{кз}^{(2)'} = \frac{I_{кз\ (к5)}^{(2)}}{n_{тсн}} = \frac{4,33}{15} = 0,289 \text{ кА}, \quad (91)$$

где  $I_{кз}^{(2)'} -$  двухфазное короткое замыкание на стороне низкого напряжения, приведенное к стороне высокого напряжения;

$K_ч -$  коэффициент чувствительности;

$n_{ТСН} -$  коэффициент трансформации ТСН.

$K_ч = 5 \geq 1,5$  МТЗ проходит по чувствительности.

Далее выполняем проверку чувствительности МТЗ току однофазного КЗ на стороне НН ТСН.

$$I_{кз (К5)}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_T} = \frac{230}{0,047} = 4893,617 \text{ А} \quad (92)$$

где  $U_{\phi} -$  номинальное фазное напряжение ТСН на стороне 0,4 кВ.

$z_T -$  полное сопротивление понижающего трансформатора током однофазного КЗ, Ом.

$$K_ч = \frac{I_{кз (К5)}^{(1)'}}{I_{сз МТЗ}} = \frac{326,24}{57,735} = 5,651 \quad (93)$$

$$I_{кз (К5)}^{(1)'}} = \frac{I_{кз (К5)}^{(1)}}{n_{ТСН}} = \frac{4893,617}{15} = 326,24 \text{ А} \quad (94)$$

$K_ч = 5,651 \geq 1,5$ . МТЗ проходит по чувствительности.

### 4.3.3 Расчет максимальной токовой защиты на стороне ВН ТСН

Максимально токовой отсечкой называется быстродействующая максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия.

Зона действия отсечки в понижающих трансформаторах входит часть обмотки и выводы со стороны высокого напряжения. Основное и главное достоинство МТО это быстродействие, быстрое отключение поврежденного участка уменьшает размеры и последствия повреждения трансформатора.

Схематично МТО представлена на рисунке 20.

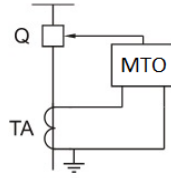


Рисунок 20 – Максимальная токовая отсечка

Определение тока срабатывания МТЗ  $I_{сз.мто}$ , по условию

$$I_{сз.мто} \geq K_{отс} \cdot I_{кз}^{(3)'} = 1,4 \cdot 0,333 = 0,467 \text{ кА} = 467 \text{ А} \quad (95)$$

$$I_{кз}^{(3)'} = \frac{I_{кз}^{(3)}(К5)}{n_{тсн}} = \frac{5000}{15} = 0,333 \text{ кА} \quad (96)$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз.мто} \cdot K_{сх}}{n_{тт}} = \frac{467 \cdot 1}{10} = 46,7 \text{ А}, \quad (97)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается 1,4;

$n_{тсн}$  – коэффициент трансформации ТСН;

$n_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока 50/5.

Для выполнения МТО выбираем электромеханическое токовое реле РТ 40/100 (предел уставок 25 – 100).

Далее выполняем проверку чувствительности МТО

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}(К3)}{I_{сз.мто}} = \frac{12,234 \cdot 10^3}{476} = 26,217 \quad (98)$$

$K_{ч} = 26,217 \geq 2$ . МТО проходит по чувствительности.

### 4.3.3 Расчет токовой защиты по перегрузки ТСН

Защиту от перегрузки можно рассматривать как дополнительную, защита реализуется на одном реле, которое включается на ток фазы со стороны источника питания.



Защита действует на сигнал, с выдержкой времени.

$$I_{сз п} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{НОМ ВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 15,396 = 20,207 \text{ А} \quad (99)$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз п} \cdot K_{сх}}{n_{тт}} = \frac{20,207 \cdot 1}{10} = 2,0207 \text{ А}, \quad (100)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается 1,05;

$K_B$  – коэффициент возврата, принимается из диапазона 0,8 – 0,85.

$n_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока 50/5.

Для выполнения МТО выбираем электромеханическое токовое реле РТ 40/6 (предел уставок 1,5 – 6). Расчета защит ТСН-2 аналогичный и в работе не представлен, но расчет защит ТСН-1 выполнен, и все полученные результаты вычислений внесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Защиты трансформаторов ТСН-1, ТСН-2

Наименование присоединения	Вид защит	Ток защит	Тип реле
яч. №24 ТСН-1	МТЗ	$I_{сз мтз} = 57,735 \text{ А}$	РТ 40/10
		$I_{ср мтз} = 5,774 \text{ А}$	
	МТО	$I_{сз мто} = 467,0 \text{ А}$	РТ 40/100
		$I_{ср мто} = 46,7 \text{ А}$	
	Защита от перегрузки	$I_{сз} = 20,207 \text{ А}$	РТ 40/6
		$I_{ср} = 2,02 \text{ А}$	
яч. №30 ТСН-2	МТЗ	$I_{сз мтз} = 57,735 \text{ А}$	РТ 40/10
		$I_{ср мтз} = 5,774 \text{ А}$	
	МТО	$I_{сз мто} = 464,0 \text{ А}$	РТ 40/100
		$I_{ср мто} = 46,4 \text{ А}$	
	Защита от перегрузки	$I_{сз} = 20,207 \text{ А}$	РТ 40/6
		$I_{ср} = 2,02 \text{ А}$	

Вывод по разделу 4. Выполненные расчеты и выбор оборудования позволяют с уверенностью сказать, что все выбранное оборудование и схема релейных защит соответствуют предъявляемым требованиям и является полностью пригодными к применению на ПС 110/6 «Город-1».

## 5 Расчет затрат на обслуживание нового оборудования

Определение срока окупаемости реконструкции системы собственных нужд ПС 110/6 «Город-1» начнем с расчета экономической эффективности.

Расчет капитальных затрат на реконструкцию, результат расчета представлен в таблице 13.

$$K_{\Sigma} = \Sigma K_{уд} \cdot n = 1550,19 \text{ тыс. руб.}, \quad (101)$$

где  $K_{уд}$  – удельные капиталовложения на единицу оборудования;

$n$  – количество единиц оборудования.

Таблица 13 – Укрупненный расчет сводный стоимости

Наименование	ед. измерений	Количество	Цена тыс.руб. за ед. без НДС	Стоимость тыс.руб. без НДС
<b>Оборудование</b>				
Выключатель 6 кВ ВВ/TEL-10-20/630-У2	шт.	2	165,00	330,00
Трансформатор 6/0,4 кВ ТМГ-160/10-УХЛ1	шт.	2	135,00	270,00
Трансформатор тока ТЛО-10 50/5	шт.	4	16,20	64,80
Щит собственных нужд Серия ШНЭ 8300	шт.	1	867,00	867,00
Компоненты схемы РЗА	компл.	5	3,68	18,39
Итого п.1 тыс.руб. без НДС 20%				<b>1 550,190</b>
<b>Работы (монтаж, демонтаж, ПНР и т.д.)</b>				
Демонтаж существующего оборудования				155,019
Монтаж нового оборудования				310,038
Пусконаладочные работы нового оборудования				465,057
Итого п.2 тыс.руб. без НДС 20%				<b>930,114</b>
<b>Прочее (доставка, хранение, упаковка)</b>				
Итого п.3 тыс.руб. без НДС 20%				<b>77,510</b>
<b>Итого стоимость по укрупненному расчету тыс.руб. без НДС 20%</b>				<b>2 557,814</b>
<b>НДС 20%</b>				<b>511,560</b>
<b>Итого стоимость по укрупненному расчету тыс.руб. с НДС 20%</b>				<b>3 069,374</b>

Расчет накладных расходов. В накладные расходы входят затраты на: амортизацию оборудования, техническое обслуживание и ремонт оборудования (ТОиР), содержание оборудования и расходы на транспорт.

«Амортизационные расходы (отчисления) рассчитываются по установленным нормам на реновацию, определяется как процентное отношение от общей стоимости оборудования» [18]

$$И_A = N_{Ai}^{рен} \cdot p = 0,035 \cdot 1550,19 = 54,256 \text{ тыс. руб.}, \quad (102)$$

где  $N_{Ai}^{рен}$  – норма отчисления на реновацию, для оборудования до 150 кВ составляет 0,035;

$p$  – первоначальная стоимость оборудования (п,1 таблица 13).

Отчисления в ремонтный фонд

$$И_{рем} = N_{Ai}^{рем} \cdot p = 0,029 \cdot 1550,19 = 44,955 \text{ тыс. руб.}, \quad (103)$$

где  $N_{Ai}^{рем}$  – норма отчисления в ремонтный фонд, для оборудования до 150 кВ составляет 0,029.

Расходы на содержание оборудования определяются из затрат на заработную плату ремонтного персонала, сводные значения баланса рабочего времени представлен в таблице 14.

Номинальный фонд рабочего времени

$$\begin{aligned} \Phi_{н.р.} &= (D_k - (D_v + D_{п})) \cdot t_{см} - 6 = \\ &= (365 - (104 + 14)) \cdot 8 - 6 = 1970 \frac{\text{час}}{\text{год}}, \end{aligned} \quad (104)$$

где  $D_k$  – число календарных дней в году;

$D_v$  – число выходных дней в году;

$D_{п}$  – число праздничных дней в году;

$t_{см}$  – продолжительность смены, при 40 часовой рабочей недели составляет 8 часов.

Действительный фонд рабочего времени

$$\begin{aligned} \Phi_{д.р.} &= \left( \left( D_k - \left( D_v + D_{п} + D_o - \frac{D_o}{6} \right) \right) \cdot t_{см} - 6 \right) \cdot v \\ &= \left( \left( 365 - \left( 104 + 14 + 28 - \frac{28}{6} \right) \right) \cdot 8 - 6 \right) \cdot 0,95 \end{aligned}$$

$$= 1694 \text{ час/год}, \quad (105)$$

где  $D_o$  – число дней в отпуске;

$v$  – коэффициент, учитывающий потери рабочего времени по уважительным причинам, принимается 0,95.

Коэффициент использования рабочего времени

$$K_{и} = \frac{\Phi_{д.р.}}{\Phi_{н.р.}} = \frac{1694}{1970} = 0,85 \quad (106)$$

Таблица 14 – Баланс рабочего времени на примере 2021 год

Статья баланса	Значение	
	Дни	Часы
Календарный фонд рабочего времени	365	8760
Нерабочие дни	118	-
Средняя продолжительность рабочего дня, ч	-	8
Номинальный фонд рабочего времени	80,75	1970
Действительный фонд рабочего времени	70,58	1694 <sup>3</sup>
Коэффициент использования рабочего времени	-	0,85

Трудоемкость ремонтов, расчет будет выполнен на примере ячеек 6 кВ и секционного шкафа ЩСН, результаты расчетов по всем позициям аналогичные и сведены в таблицу 15.

### Трудоемкость текущего ремонта на примере ячеек 6 кВ

$$T_{\text{тр } i} = N_i \cdot EPC_i \cdot n_i^{\text{тр}} \cdot t_{\text{тр}} = 2 \cdot 11 \cdot 1,67 \cdot 1,2 = 44,088, \quad (107)$$

где  $N_i$  – количество единиц оборудования;

$EPC_i$  – ремонтная сложность на единицу оборудования;

$n_i^{\text{тр}}$  – число текущих ремонтов за год;

$t_{\text{тр}}$  – норма времени для текущего ремонта, принимаем 1,2.

### Трудоемкость среднего ремонта на примере секционного шкафа ЩСН

$$T_{\text{ср } i} = N_i \cdot EPC_i \cdot n_i^{\text{ср}} \cdot t_{\text{ср}} = 1 \cdot 17,5 \cdot 2,5 \cdot 7 = 306,25 \quad (108)$$

где  $n_i^{\text{ср}}$  – число средних ремонтов;

$t_{\text{ср}}$  – норма времени для текущего ремонта, принимаем 7.

Таблица 15 – Суммарные единицы ремонтной сложности и трудоемкости

Наименование	$N$	$EPC$	$\Sigma EPC$	$n^{\text{ТР}}$	$n^{\text{СР}}$	$T_{\text{ТР}}$	$T_{\text{СР}}$	$\Sigma T$
Ячейка 6 кВ (ТСН-1, ТСН-2)	2	11	22	1,67	0	44,088	0	44,088
Трансформатор 10/0,4 кВ (ТСН-1, ТСН-2)	2	10	20	1,67	0	40,08	0	40,08
Трансформатор тока	4	1	4	1,67	0	8,016	0	8,016
ЩСН (шкаф ввода)	2	17,5	35	10	2,5	420	612,5	1032,5
ЩСН (шкаф секционный)	1	17,5	17,5	10	2,5	210	306,25	516,25
ЩСН (шкаф линий 0,4 кВ)	2	15	30	10	2,5	360	525	885
<b>Итого</b>	-	-	<b>128,5</b>	-	-	<b>1082,184</b>	<b>1443,75</b>	<b>2525,93</b>

Расчеты состава ремонтного персонала

Число рабочих мест для эксплуатационного персонала

$$R_{\text{рм}}^{\text{экс}} = \frac{\Sigma EPC}{K} = \frac{128,5}{800} = 0,16 \approx 1 \text{ человек} \quad (109)$$

где  $\Sigma EPC$  – суммарная ремонтная сложность электрохозяйства предприятий;

$K$  – норма обслуживания единицы эксплуатационного сложности, приходящейся на одного человека.

Явочная численность эксплуатационного персонала составляет 1 человек, т.к. количество рабочих смен в течении суток составляет – одна смена.

$$R_{\text{яв}}^{\text{экс}} = 1 \text{ человек} \quad (110)$$

Суточная численность обслуживающего персонала

$$R_{\text{сп}}^{\text{экс}} = \frac{R_{\text{яв}}^{\text{экс}}}{K_{\text{ирг}}} = \frac{1}{0,85} = 1,17 \approx 1 \text{ человек}, \quad (111)$$

где  $K_{\text{ирг}}$  – коэффициент использования рабочего времени.

Итоговое, требуемое количество работников для выполнения текущих ремонтов

$$R^{\text{рем}} = \frac{\Sigma T}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}} = \frac{2525,93}{1694 \cdot 1,1} = 1,356 \approx 1 \text{ человек}, \quad (112)$$

где  $\Phi_{\text{д}}$  – действительный фонд рабочего времени;

$K_{\text{вн}}$  – коэффициент выполнения норма, принимается 1,1.

Расчет заработной платы

Расчет будет производиться исходя из расчета требования обслуживания оборудования эксплуатационным и ремонтным персоналом без учета фонда

заработной платы инженерно-технических работников. «Основная заработная плата эксплуатационного персонала рассчитывается исходя из стоимости часовой тарифной ставки персонала по обслуживанию оборудования подстанций пятого разряда» [27, 28]

$$I_{\text{ЗП экс}}^{\circ} = \beta \cdot \Phi_{\text{д}} \cdot R_{\text{СП}}^{\text{экс}} \cdot Z_i \cdot K_{\text{тер}} =$$

$$1,3 \cdot 1694 \cdot 1 \cdot 1,6 = 540540,0 \text{ руб.} = 540,54 \text{ тыс. руб.}, \quad (113)$$

где  $\beta$  – коэффициент премиальных выплат 30%;

$Z_i$  – часовая тарифная ставка 5 разряда составляет 153,41 руб./час;

$K_{\text{тер}}$  – территориальный коэффициент, составляет 1,6.

Основная заработная плата ремонтного персонала

$$I_{\text{ЗП рем}}^{\circ} = \beta \cdot \Sigma T \cdot Z_i \cdot K_{\text{тер}} = 1,3 \cdot 2525,93 \cdot 153,41 \cdot 1,6$$

$$= 806002,58 \text{ руб.} = 806,002 \text{ тыс. руб.}, \quad (114)$$

где  $Z_i$  – часовая тарифная ставка 5 разряда составляет 153,41 руб./час.

Общий годовой фонд заработной платы ремонтного и эксплуатационного персонала

$$I_{\text{ЗП}}^{\Sigma} = I_{\text{ЗП экс}}^{\circ} + I_{\text{ЗП рем}}^{\circ} =$$

$$540,54 + 806,002 = 1346,54 \text{ тыс. руб.} \quad (115)$$

Годовые отчисления на социальные нужды. Отчисления на социальное страхование состоят из отчислений во внебюджетные социальные фонды:

- пенсионный фонд;
- фонд социального страхования;
- фонд занятости;
- фонд обязательного медицинского страхования.

$$I_{\text{сн}} = \alpha_{\text{сн}} \cdot I_{\text{зп}} = 0,30 \cdot 1346,54 = 403,96 \text{ тыс. руб.} \quad (116)$$

где  $\alpha_{\text{сн}}$  – норма отчисления на социальные нужды, составляет 30%.

Транспортные расходы

$$A_{\text{транс}} = 0,025 \cdot A_{\text{с об}} = 0,025 \cdot 1550,190 = 38,75 \text{ тыс. руб.} \quad (117)$$

где  $A_{\text{с об}}$  – собственная суммарная стоимость оборудования, указана в таблице 13, тыс.руб. без НДС 20%.

Расходы на охрану труда определяется 10% от амортизационных

$$A_{\text{от}} = 0,1 \cdot I_{\text{А}} = 0,1 \cdot 54,256 = 5,425 \text{ тыс. руб.} \quad (118)$$

Суммарные расходы на обслуживание нового оборудования в год

$$A = I_{\text{А}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{зп}}^{\Sigma} + I_{\text{сн}} + A_{\text{транс}} + A_{\text{от}} = 54,256 + 44,955 + 1346,54 + 403,96 + 38,75 + 5,425 = 1893,897 \approx 1894 \text{ тыс. руб.} \quad (119)$$

Вывод по разделу 5. Выполнены расчеты суммарных расходов на обслуживание нового оборудования, расчеты выполнены с целью оценки укрупненной стоимости реализации проекта (расчеты позволяют определить базовые потребности в финансировании обслуживания нового оборудования). Также выполнен расчет трудовых затрат на обслуживание вновь смонтированного оборудования.



## Заключение

Итогом выполнения выпускной квалификационной работы является заключение о возможности и необходимости проведения реконструкции системы собственных нужд ПС 110/6 «Город-1».

Основная причина необходимости реконструкции подстанции сформулирована в связи с выявленными недостатками существующей системы собственных нужд:

- неоптимальная организация схемы электроснабжения;
- сроки эксплуатации основного оборудования;
- сроки эксплуатации вспомогательного оборудования;
- эффективность распределения системы собственных нужд;
- организация управления отходящими линиями 0,4 кВ.

В ходе работы сформулированы и оформлены технические предложения по реконструкции системы собственных нужд и выполнены все необходимые сопутствующие расчеты.

Составлена новая схема электроснабжения собственных нужд. И на основании расчетов выполнена проверка и выбор основного (трансформаторы СН 6/0,4 кВ, высоковольтные выключатели 6 кВ, щит собственных нужд 0,4 кВ) и вспомогательного (трансформаторы тока 6 кВ, компоненты релейной защиты) оборудования.

Выполнен укрупненный расчет стоимости приобретения нового и демонтажа старого оборудования, определены затраты на эксплуатацию нового оборудования.

По результату выполнения выпускной квалификационной работы можно сделать вывод, что поставленные перед началом работы цели и задачи выполнены.

Новая разработанная схема электроснабжения собственных нужд и силовое оборудование позволят в значительной мере увеличить надежность работы подстанции Город-1.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. АВР в системе собственных нужд переменного тока 0,4 кВ на подстанциях и электростанциях. Авторы: Д.А. Семёнов, К.В. Быков. ООО НПП «ЭКРА». URL: <https://ekra.ru/upload/iblock/4c4/14.pdf> (дата обращения 2.09.2021).
2. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс]: электрон. учеб. метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. Тольятти: ТГУ, 2016. 56 с.
3. Вахнина В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электрон. учеб. метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. Тольятти: ТГУ, 2015. 64 с.
4. ВНТП-81. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. // Совет Минэнерго СССР. Москва 1981 г. 167 с.
5. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 2.09.2021).
6. ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1кВ. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005008> (дата обращения 14.09.2021).
7. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200134194> (дата обращения 15.09.2021).
8. ГОСТ Р 52719-2007 Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения 7.09.2021).
9. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293754/4293754057.pdf> (дата обращения 10.09.2021).

10. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136398> (дата обращения 29.09.2021).

11. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок. Учебное пособие и справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Томск: Изд-во ТПУ, 2016. 248с.

12. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания. М: Изд-во Форум, 2018. 120 с.

13. ООО «Тольяттинский Трансформатор» URL: <https://transformator.com.ru> (дата обращения 25.09.2021).

14. ООО НПП «ЭКРА». URL: <https://ekra.ru> (дата обращения 28.09.2021).

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Москва: ИНФРА-М, 2018. 262 с.

16. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: ЭНАС, 2020. 104 с.

17. Руководство по эксплуатации. ВВ/TEL Вакуумный выключатель. URL:[https://www.tavrida.com/upload/iblock/b15/oxk2gp0i8lsf6p8btae84r8do5ns0rqm/TER\\_CBdoc\\_UG\\_23.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/b15/oxk2gp0i8lsf6p8btae84r8do5ns0rqm/TER_CBdoc_UG_23.pdf) (дата обращения 12.10.2021).

18. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2016. 352с.: ил.

19. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под общей редакцией А.А. Федорова – М: Изд-во ДЕАН, 2016. 252 с.

20. Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.Б. Кнорринга. – М.: Энергия, 2016. 125 с.

21. СТО 56947007-29.240.40.263-2018 «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения». URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.40.263-2018.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.40.263-2018.pdf) (дата обращения

5.10.2021).

22. СТО ДИВГ-058-2017 Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. URL:[https://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/raschet\\_tokov\\_korotkih\\_zamykanij\\_i\\_zamykanij\\_na\\_zemlyu\\_v\\_raspredelitelnyh\\_setyah.pdf](https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/raschet_tokov_korotkih_zamykanij_i_zamykanij_na_zemlyu_v_raspredelitelnyh_setyah.pdf) (дата обращения 2.10.2021).

23. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. 267 с.

24. Трансформатор тока ТЛЮ-10. Руководство по эксплуатации ЭК.1.760.000 РЭ. URL: [http://www.kztt.ru/loadfiles/rukovodstvo\\_po\\_ekspluatácii\\_tlo-10\\_ek.1.760.000\\_re\\_on\\_datu\\_02.09.19.pdf](http://www.kztt.ru/loadfiles/rukovodstvo_po_ekspluatácii_tlo-10_ek.1.760.000_re_on_datu_02.09.19.pdf) (дата обращения 12.10.2021).

25. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. – 2-е изд., доп. Москва: Инфра-Инженерия, 2018. 148 с.

26. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования: ВСН 59–88 / Госкомархитектуры. М.: ГУП ЦПП, 2009. 54 с.

27. Электроснабжение и электрооборудование цехов / Э.А. Киреева, В.И. Григорьев. В.А. Миронов [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 2003. 125 с.

28. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. М.: Издательский центр «Академия», 2014. 448с.