



**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Загоруйко Виктора Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд Охинской ТЭЦ сахалинской области

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21 января 2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 12 рисунков, 37 таблицы и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедова Л.А., ст. преподаватель  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 стр., 12 рисунков, 37 таблиц, 65 формул, 21 источник, 6 приложений.

ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ГЕНЕРАТОР, СЕКЦИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ИЗОЛЯТОР, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЙ НОЖ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции системы электроснабжения собственных нужд второй очереди «Охинской ТЭЦ» острова Сахалин. Выполнен расчет электрических нагрузок на шинах низкого напряжения распределительных устройств 0,4 кВ и высокого напряжения 6 кВ собственных нужд «Охинской ТЭЦ». Произведен расчет токов короткого замыкания на шинах указанных РУ с учетом реконструкции. Произведен выбор основного электрического оборудования как на секциях собственных нужд так и трансформатора собственных нужд. Выбрана защита силовых трансформаторов секций 6/0,4 кВ. Определены меры безопасности при реконструкции в области охраны окружающей среды, а так же рассмотрены различные чрезвычайные ситуации при эксплуатации маслонаполненного токоведущего и коммутационного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района расположения объекта реконструкции	8
2 Характеристика «Охинской ТЭЦ»	9
3 Характеристика схемы электрических соединений и оборудования «Охинской ТЭЦ»	10
4 Характеристика потребителей 6 И 0,4 кВ	14
5 Расчет нагрузки 0,4 кВ СН «Охинской ТЭЦ»	17
6 Выбор мощности трансформаторов СН 6/0,4 кВ	21
6.1 Определение расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения трансформаторов СН 6/0,4 кВ	23
7 Расчет мощности нагрузки эл.двигателей 6 кВ	26
8 Выбор сечений кабельных линий 6 кВ	29
9 Проверка сечений кабельных линий 6 кВ	32
10 Проверка кабельных линий по потере напряжения	35
11 Определение расчетной мощности нагрузки на шинах 6 кВ СН	37
12 Выбор реакторов для питания секций 6 кВ №1, 3, 4	39
13 Определение уровней токов КЗ в схеме СН 6 кВ	41
14 Выбор оборудования РУ СН 6 кВ	50
14.1 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ	51
14.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ	54
14.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	57
14.4 Выбор трансформаторов тока для секций СН 6 кВ	58
14.5 Выбор трансформаторов напряжения для секций СН 6 кВ	61
14.6 Выбор жестких шин КРУ 6 кВ	62
15 Защита трансформаторов 110/35/6	65
15.1 Дифференциальная защита	65

16 Расчет параметров надежности эл.снабжения	68
17 Безопасность и ЧС	75
Заключение	78
Библиографический список	79
Приложение А	81
Приложение Б	82
Приложение В	83
Приложение Г	84
Приложение Д	85
Приложение Е	86

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа рассматривает вариант реконструкции системы электроснабжения собственных нужд 6/0,4 кВ «Охинской ТЭЦ» в связи с требованиями повышения надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе планируется рассмотреть вариант установки современного и надежного оборудования для питания собственных нужд «Охинской ТЭЦ». Так же будет рассмотрен вопрос замены устаревших трансформаторов собственных нужд 6/0,4 Кв, кабельных линий на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время состояние электротехнического оборудования собственных нужд 6, 0,4 кВ «Охинской ТЭЦ» находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется скорейшая его замена. Периодический выход из строя кабельных линий, силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, приводит к снижению качества отпускаемой электроэнергии а в некоторых случаях приводит к выходу из строя основного теплофикационного и электротехнического оборудования. Оборудование собственных нужд «Охинской ТЭЦ» нуждается в скорейшей замене, на более современное и надежное. Замена оборудования позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей СН.

Целью данной работы является определение наиболее оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения собственных нужд 6, 0,4 кВ «Охинской ТЭЦ».

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач: определение нагрузок на шинах низкого и высокого напряжения РУ собственных нужд «Охинской ТЭЦ»; выбор цеховых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания в

различных очках схемы электроснабжения; выбор основного электротехнического оборудования в частности коммутационного, измерительного а так же выбор типов и сечений кабельных линий электропередач, расчет параметров надежности системы с учетом реконструкции.

Практическая значимость работы заключается в том что своевременное обновление электротехнического оборудования позволит избежать финансовых издержек при производстве тепловой и электрической энергии на «Охинской ТЭЦ»

Ожидаемыми результатами от выполнения данной работы является определение параметров и характеристик оборудования которое должно быть установлено в системе электроснабжения собственных нужд для повышения надежности их электроснабжения.

При выполнении данной работы использовались следующие программные продукты MS word, MS excel, MS visio, Mathcad

# 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

Сахалинская область входит в климатическую зону муссонов, что определяет сезонность движения воздушных масс. Он характеризуется холодной, но более влажной и менее холодной, чем на материке зимой и прохладным дождливым летом.

Особенность климата обусловлена положением области в переходной полосе от материка Евразии к Тихому океану. В течении года между Тихим океаном и восточной окраиной Евразии наблюдается интенсивный обмен воздушными массами на пути движения которых, расположены Сахалин и Курильские острова. Сезонная смена воздушных течений определяется термический контраст между континентом и океаном. Зимой воздушные потоки двигаются с материка в сторону Тихого океана, а летом – с моря на Азиатский материк. Среднегодовая температура от  $-2.5^{\circ}$  на крайнем севере до  $4.5^{\circ}$  на юго-западе. Восточные берега холоднее западных в результате воздействия морских течений - холодного Сахалинского на востоке и теплого Цусимского на юго-западе. Число дней с сильным ветром (15 м/сек и более) – 4 -150 дней в году, а максимальное (130-185 дней) на выступающих в море мысах.

Наибольшие скорости ветра обычно наблюдаются в холодное время года. Местное искажение ветра характерно прибрежным районам, где их направление повторяет очертания береговой линии, и в долинах рек (Тымь, Поронай, Сусуя и Найба), где преобладающие ветры имеют северное направление, соответствующее ориентации долин.

Основные данные о климате в районе расположения объектов реконструкции:

Минимальная температура  $-42,2$  С; Среднегодовая температура  $-0,6$  С; максимальная температура  $+34,5$  С.



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА «ОХИНСКОЙ ТЭЦ»

ОАО «Охинская ТЭЦ» является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района, расположенного на севере о. Сахалин. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, продаётся практически во все населённые пункты (количество проживающих 32,5 тыс. человек). Компания была преобразована из государственного предприятия «Охинская ТЭЦ» в 1993 году. Предприятие было передано на баланс «Роснефти» в 2009 году, которая выделила средства на масштабную реконструкцию ТЭЦ. В рамках первой очереди уже заменен турбоагрегат №5. Эксплуатацию еще одного турбоагрегата (всего их на предприятии три) пока было решено продлить.

«Охинская ТЭЦ» является основным и единственным источником тепло и электроэнергии для промышленных и бытовых потребителей Охинского района. «Охинская ТЭЦ» была построена в 1961 г., сейчас ее установленная электрическая мощность составляет 99 МВт, при том что максимальное потребление энергии жителями района – около 10 МВт. Остальное расходуется на нужды предприятий.

Основные виды деятельности:

- Выработка электроэнергии;
- Реализация электроэнергии;
- Выработка теплоэнергии;
- Реализация теплоэнергии.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ «ОХИНСКОЙ ТЭЦ»

Первая очередь ТЭЦ в настоящее время оборудована двумя трансформаторами 35/6 кВ Т1, Т3 мощностью 7,5 МВт каждый; открытым распределительным устройством (ОРУ-35 кВ); закрытыми комплектными распределительными устройствами 6 кВ (КРУ-6) и 0,4 кВ (РУСН 0,4 кВ). Вторая очередь ТЭЦ оборудована тремя блоками генератор трансформатор ТГ-4-Т4, ТГ-5-Т5, ТГ-6-Т6; открытым распределительным устройством (ОРУ-110 кВ); закрытыми комплектными распределительными устройствами 6 кВ (РУСН-6) и 0,4 кВ (РУСН 0,4 кВ). Связь первой очереди со второй осуществляется на напряжениях 35 кВ и 6 кВ: по линии рабочего питания 2ШР и по линии резервного питания 10ШР, посредством двух силовых трансформаторов первой очереди Т1 и Т3

Две газотурбинные установки (ГТУ) напряжением 6 кВ, мощностью 2,5 МВт служат для разворота станции с «нуля»: ТЭЦ не имеет связи с энергосистемой. ГТУ подключены к 1 и 2 секции РУСН-6. ОРУ- 35 кВ состоит из двух секций связанных между собой секционным выключателем 35 кВ (СВМ-35 кВ).

КРУ-0,4 кВ состоит из 4-х секций. Рабочее питание секций 1, 2, 3, 4 осуществляется, соответственно, трансформаторами 6/0,4 кВ 41Т, 42Т, 43Т, 44Т мощностью 560 кВА. Резервное питание этих секций осуществляется трансформатором 6/0,4 кВ 40Т мощностью 560 кВА. На блоке ТГ-4-Т4 и ТГ-5-Т5 установлены соответственно генераторы типа ТВС-30 и ТС-32, трехобмоточные трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА. На блоке ТГ-6-Т6 установлен генератор типа ТС-32 и двухобмоточный трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА с расщепленными обмотками низшего напряжения включенными параллельно. Блок ТГ-4-Т4 работает на 1 систему шин ОРУ 110 кВ и на 2 секцию ОРУ-35 кВ. Блок ТГ-5-Т5 работает на 2

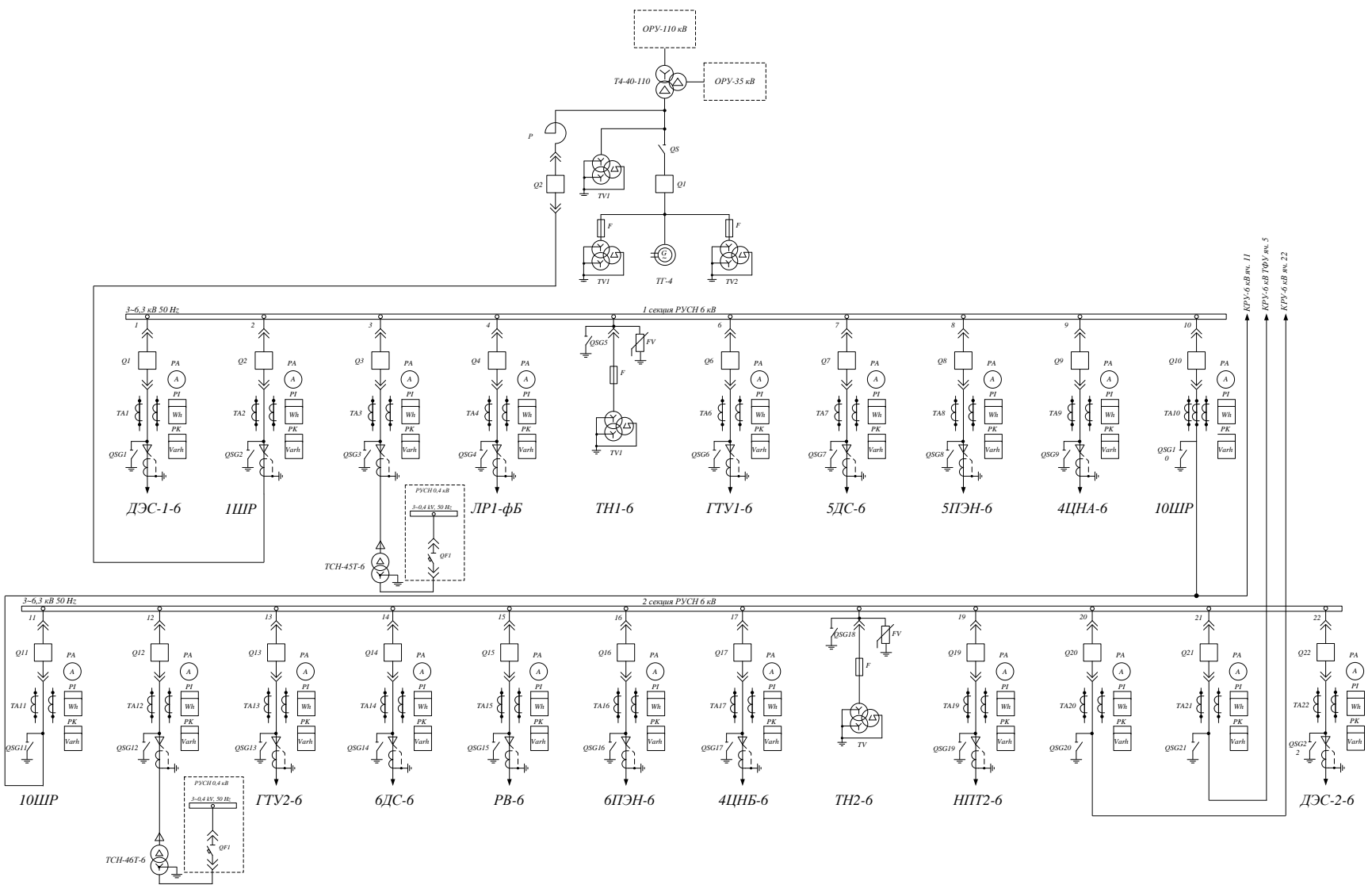
систему шин ОРУ 110 кВ и на 1 секцию ОРУ-35 кВ. Блок ТГ-6-Т6 работает на 2 систему шин ОРУ 110 кВ. Работа блока ТГ-6-Т6 на нагрузку, не считая собственных нужд, возможна только через один из блочных трансформаторов Т4 или Т5. Это связано с тем, что потребление вырабатываемой электроэнергии осуществляется по линиям 35 кВ( линии 110 кВ отсутствуют). В настоящее время ОРУ-110 кВ, в связи с реконструкцией, представляет собой одну рабочую систему шин.

РУСН-6 кВ состоит из четырех секций (по количеству котлов второй очереди). Рабочее питание 1, 3, 4 секций производится по реактированной отпайке соответственно от блоков ТГ-4-Т4, ТГ-5-Т6 и ТГ-6-Т6. Рабочее питание 2 секции производится по линии 2 ШР от 2 секции. Резервное питание всех секций производится по линии 10 ШР от 1 секции КРУ-6 кВ. РУСН-0,4 кВ состоит из четырёх секций. Рабочее питание секций 1, 2, 3, 4 осуществляется соответственно от понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ 45Т, 46Т, 47Т, 48Т. Резервное питание этих секций осуществляется трансформатором 6/0,4 кВ 50Т питающегося от 1 секции КРУ-6 кВ.

На станции эксплуатируется также газотурбинная электростанция ГТЭ-19 максимальной мощностью 19 МВт. ГТЭ-19 работает в блоке с трансформатором 35/11 кВ мощностью 25 МВА. По стороне 35 кВ трансформатор подключается к 1 и 2 секции ОРУ-35 кВ через развилку из двух выключателей. Имеется РУ-11 кВ, РУ-6 кВ и РУ-0,4 кВ.

Схема электрических соединений РУСН 6 кВ представлена на рисунке 1,2

Рисунок 1 - Схема электрических соединений 1, 2 секции 6 кВ РУСН





#### 4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 6 и 0,4 кВ

Все потребители электроэнергии собственных нужд условно делятся на следующие группы:

В зависимости от эксплуатационно - технических характеристик все они делятся:

- 1) по режиму работы;
- 2) по номинальной мощности и напряжению;
- 3) по типу тока;
- 4) по классификации надежности электроснабжения.

По режиму работы различают электроприемники:

1) С продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения температуры над длительно допустимой. К ним относятся электродвигатели дутьевых вентиляторов, дымососов, молотковых мельниц, вентиляторов горячего дутья.

2) С кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура не превышает длительно допустимой температуры, а за время остановки оборудования его токоведущие части остывают до температуры окружающей среды. К таким потребителям относятся электродвигатели вагоноопрокидывателей, дробильно - фрезерных машин.

3) С повторно - кратковременной нагрузкой. Длительность цикла включения и отключения не превышает 10 минут. При работе таких электроприемников их температура находится в пределах ниже длительно допустимой, а за время остановки токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды к таким приемникам можно отнести вибраторы бункеров сырого угля.

4) Нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой, электроотопление помещений, тепловые пушки.

5) Освещение. Такие потребители характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению электроприемники разделяются на:

1) Потребители большой мощности напряжением 6 – 10 кВ. Например питательные насосы, сетевые насосы, багерные насосы

2) Потребители малой и средней мощности напряжением 380 – 660 В: насосы газового охлаждения, насосы охлаждения подшипников, различные насосы химической водоочистки.

По типу тока электроприемники разделяются на:

1) Потребители переменного тока промышленной частоты: это основная доля нагрузки в собственных нуждах

2) Потребители переменного тока повышенной или пониженной частоты: в частности питатели сырого угля по технологии производства имеют частотно регулируемый привод и могут менять скорость вращения в зависимости от прилагаемой нагрузки.

3) Потребители постоянного тока: аварийные маслонасосы, аварийные маслонасосы уплотнения вала генератора имеющего систему водородного охлаждения.

Надежность электроснабжения потребителей устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники:

1) Первая категория, перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с возникновением опасности для жизни людей, значительным ущербом для производства, повреждением оборудования, и т. д. К таким потребителям относятся все аварийные маслонасосы, в частности

для уплотнения вала генератора. Электроснабжение данных потребителей осуществляется от двух независимых источников питания.

2) Вторая категория, перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недоотпуском электрической и тепловой энергии, простоем механизмов, промышленного транспорта. К таким потребителям относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВА (сетевые насосы, багерные насосы, насосы подпорные сетевые). Питание этих потребителей осуществляется от двух независимых источников питания. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания оперативным персоналом «Охинской ТЭЦ». Длительность ремонта таких потребителей не должна превышать одни сутки. Остальная часть нагрузки собственных нужд «Охинской ТЭЦ» в основном относится ко второй категории по электроснабжению.

3) Третья категория это все остальные не указанные в первых двух категориях потребители электроэнергии.



## 5 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 КВ СН «ОХИНСКОЙ ТЭЦ»

Расчет низковольтной нагрузки в данном разделе проводится с целью выбора оборудования в частности силового трансформатора питающего конкретную секцию 0,4 кВ, а так же выбора типа КРУ-0,4 кВ.

Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам низкого напряжения СН ОТЭЦ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные по электрической нагрузке РУСН 0,4 кВ секции 1,2

Наименование присоединения	Секция №1			Секция №2		
	Рном (кВт)	Ки	cosφ	Рном (кВт)	Ки	cosφ
Питательный насос	200	0,7	0,85	200	0,7	0,85
Дымосос 1	85	0,7	0,8	85	0,7	0,8
Дымосос 2	85	0,7	0,8	85	0,7	0,8
Дутьевой вентилятор	50	0,7	0,8	50	0,7	0,8
Принудительная циркуляция котла 1	50	0,7	0,8	-	-	-
Принудительная циркуляция котла 2	-	-	-	50	0,7	0,8
Конденсационный насос	2×14	0,7	0,85	-	-	-
Мостовой кран	5	0,15	0,9	-	-	-
Зарядный агрегат	40	0,15	0,6	-	-	-
Сборки 0,4 кВ	144,2	0,15	0,8	166,3	0,15	0,8
Резервный возбудитель	-	-	-	70	1	0,85

В таблицах 1, 2 представлены номинальная мощность, коэффициент использования и коэффициент мощности каждого присоединения

Расчет выполняем на примере секции №4 секции 0,4 кВ РУСН «ОТЭЦ».

Предварительно определяем групповой коэффициент использования групп электроприемников по следующей формуле [3]:

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке РУСН 0,4 кВ секции 3,4

Наименование присоединения	Секция №3			Секция №4		
	Рном (кВт)	Ки	cosφ	Рном (кВт)	Ки	cosφ
Питательный насос	200	0,7	0,85	200	0,7	0,85
Дымосос 1	-	-	-	125	0,7	0,8
Дутьевой вентилятор	2×50	0,7	0,8	75	0,7	0,8
Насос конденсатоочистки	75	0,15	0,85	75	0,15	0,85
Сборки 0,4 кВ	162,5	0,15	0,8	5	0,15	0,8

$$K_{ИГР} = \frac{\sum K_i \times P_{Но.и}}{\sum P_{Но.и}} \quad (1)$$

где  $K_i$  - коэффициент использования каждого присоединения в отдельности.

$P_{Но.и}$  - паспортная номинальная мощность для каждого отдельного потребителя (двигателя) (кВт).

$$K_{ИГР} = \frac{0,7 \cdot 200 + 0,7 \cdot 125 + 0,7 \cdot 75 + 0,15 \cdot 75 + 0,15 \cdot 5}{200 + 125 + 75 + 075 + 5} = 0,608$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле:

$$n_э = \frac{(\sum n_i \times P_{Но.и})^2}{\sum n_i \times P^2_{Но.и}} \quad (2)$$

где  $n_i$  - число электроприемников.

Применительно к рассматриваемой секции №4

$$n_э = \frac{(1 \cdot 200 + 1 \cdot 125 + 1 \cdot 75 + 1 \cdot 75 + 1 \cdot 5)^2}{1 \cdot 200^2 + 1 \cdot 125^2 + 1 \cdot 75^2 + 1 \cdot 75^2 + 1 \cdot 5^2} = 3,444$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам секции 11Н используя коэффициент использования по следующей формуле [3]:

$$P_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Но.и} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 0,7 \cdot 200 + 0,7 \cdot 125 + 0,7 \cdot 75 + 0,15 \cdot 75 + 0,15 \cdot 5 = 292,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетный коэффициент нагрузки  $k_p$  принимается по справочным данным по нему определяется расчетная активная мощность для группы электроприемников подключенных к шинам 0,4 кВ секции №4 по следующей формуле:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p \quad (4)$$

$$P_p = 292,0 \cdot 1,05 = 306,6 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах 0,4 кВ секции №4:

$$Q_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Но.и} \times \operatorname{tg} \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 199,3 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается как:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 199,3 = 219,23 \text{ (квар)}$$

Далее определяем полную мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ секции №4

$$S_p = \sqrt{306,6^2 + 219,23^2} = 376,92 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится определение расчетных мощностей на остальных секциях РУСН 0,4 кВ ОТЭЦ, результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузок РУСН 0,4 кВ

Номер секции РУСН 0,4 кВ	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
1	395,8	265,22	476,44
2	371,64	247,22	446,36
3	257,91	164,52	305,91
4	306,6	219,23	376,92

Указанные в таблице расчетные данные используем в дальнейших расчетах для выбора оборудования, в частности трансформаторов 6/0,4 кВ, коммутационных аппаратов и токоведущих частей. Подробный расчет приведен в приложении А

## 6 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СН 6/0,4 КВ.

В данном разделе рассматривается расчет мощности силовых трансформаторов питающих секции РУСН 0,4 кВ «Охинской ТЭЦ» в соответствии с расчетными нагрузками.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной активной и реактивной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения трансформатора по следующей формуле [2]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{k \cdot n} \quad (7)$$

где  $k$  – коэффициент загрузки трансформаторов собственных нужд зависящий от количества трансформаторов питающих секции;

$n$  – количество трансформаторов

$S_p$  - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора питающего секцию №4, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{306,6^2 + 219,23^2}}{0,9 \cdot 1} = 418,79 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформатор типа ТЛСЗ 630/6/0,4

Сухие трансформаторы являются качественными и высоконадежными изделиями благодаря применению в процессе разработки и производства результатов новейших научно-технических достижений, передовых технологий и самого современного оборудования. Высокая пожарная и экологическая безопасность позволяет применять их на различных объектах

Силовые трансформаторы общего назначения применяются в системах электроснабжения различных гражданских и промышленных объектов.

Особенно сухие трансформаторы получили свое распространение в городских трансформаторных подстанциях, поскольку сухие трансформаторы гораздо менее прихотливы в обслуживании по сравнению с масляными трансформаторами. Также сухие трансформаторы могут быть установлены там, где имеются повышенные требования к экологии и охране окружающей среды, например, в курортных зонах или на водозаборных станциях

Преимущества и особенности:

- 1) Повышенная экологическая безопасность: отсутствует опасность утечек жидкости.
- 2) Повышенная морозостойкость, возможность эксплуатации до  $-25^{\circ}\text{C}$ .
- 3) Возможность эксплуатации в условиях высокой влажности и загрязненности (классы E2, C2, F1);
- 4) Возможность длительной работы с перегрузкой без повышения пожарной опасности: применяемая эпоксидная смола является само затухающей и устойчивой к электрическим искрам.
- 5) Специальные исполнения трансформаторов, способных выдерживать землетрясения силой до 9 баллов по шкале MSK-64;
- 6) Низкий уровень шума;
- 7) Возможность изготовления различных нетиповых исполнений в сжатые сроки.

Фактический коэффициент загрузки определяется по следующей формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{S_{\text{ТРЮМ}} \cdot n} = \frac{\sqrt{306,6^2 + 219,23^2}}{630 \cdot 1} = 0,6 \quad (8)$$

Коэффициент загрузки трансформатора меньше заданного расчетного следовательно остается запас для увеличения нагрузки.

Расчет мощности трансформаторов на остальных секциях приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Выбор трансформаторов РУСН 0,4 кВ

Номер секции РУСН 0,4 кВ	Расчетная полная мощность нагрузки (кВА)	Расчетная полная мощность трансформатора (кВА)	Фактический коэффициент загрузки	Тип трансформатора
1	476,44	529,38	0,76	ТЛСЗ 630/6
2	446,36	495,96	0,71	ТЛСЗ 630/6
3	305,91	339,90	0,76	ТЛСЗ 400/6
4	376,92	418,80	0,60	ТЛСЗ 630/6

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры холостого хода и короткого замыкания выбранных трансформаторов с литой изоляцией

Принятый тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Нпряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТЛСЗ – 630/6	1,25	8,5	5,5	1,7
ТЛСЗ – 400/6	1,0	6,8	5,5	2,0

### 6.1 Определение расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения трансформаторов СН 6/0,4 кВ

При определении расчетной нагрузки на вводах 6 кВ трансформатора к мощности нагрузки на шинах низкого напряжения прибавляются потери в трансформаторах. Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе РУСН секция №4. Потери активной мощности в трансформаторах определяются по следующей формуле [4]:

$$\Delta P_{TP4} = \Delta P_{\kappa} \cdot k_3^2 + \Delta P_x = 0,6^2 \cdot 8,5 + 1,25 = 5,01 \quad (\text{кВт})$$

где  $P_n$  - активная мощность нагрузки на шинах НН трансформатора СН (кВт)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности на холостом ходу трансформатора СН (кВт)

$$\Delta Q_{TP4} = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн\text{юм}}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\text{юм}}}{100} = \frac{5,5 \cdot 376,92^2}{100 \cdot 630} + \frac{1,7 \cdot 630}{100} = 23,11 \quad (\text{квар})$$

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах НН трансформатора СН (квар)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора СН (квар)

Определяем полную мощность потерь в трансформаторе СН при полной загрузке по формуле:

$$\Delta S_{TP4} = \sqrt{\Delta P_{TP4}^2 + \Delta Q_{TP4}^2} = \sqrt{5,01^2 + 23,11^2} = 23,65 \quad (\text{кВА})$$

Определяем мощность нагрузки на вводах 6 кВ трансформаторов СН РУСН 0,4 Кв питающего секцию №4 по формуле:

$$S_{BH4} = \Delta S_{TP4} + S_{p4} = 23,65 + 376,92 = 400,57$$

$$P_{BH4} = \Delta P_{TP4} + P_{p4} = 5,01 + 306,6 = 311,61$$

$$Q_{BH4} = \Delta Q_{TP4} + Q_{p4} = 23,11 + 219,23 = 242,34$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 6.



Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ

Номер секции РУСН 0,4 кВ	Потери активной мощности (кВт)	Потери реактивной мощности (квар)	Потери полной мощности (кВА)	Нагрузка 6 кВ трансформатора (кВА)
1	7,25	30,53	31,38	507,82
2	6,52	28,1	28,85	475,21
3	5,91	20,87	21,69	327,60
4	5,01	23,11	23,65	400,57

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при определении расчетной мощности нагрузки на шинах секций 6 кВ СН. Подробный расчет приведен в приложении Б

## 7 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ ЭЛ.ДВИГАТЕЛЕЙ 6 КВ

В данном разделе приводится пример расчета высоковольтной нагрузки электродвигателей на примере первой секции 6 кВ.

Расчет так же как и в случае низковольтной нагрузки проводится на основании метода коэффициента использования Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам 6 кВ СН представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Данные о нагрузке 1, 2 секции 6 кВ СН ОТЭЦ

Наименование присоединения 6 кВ	Секция №1		
	Рном (кВт)	Ки	cosφ
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88
Питательный насос	1600	0,8	0,9
Дымосос	400	0,7	0,85
	Секция №2		
Насос пожаротушения	400	0,8	0,89
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88
Питательный насос	1000	0,8	0,9
Дымосос	400	0,7	0,85
Резервный возбудитель	400	0,9	0,88

Таблица 8 – Данные о нагрузке 3, 4 секции 6 кВ СН ОТЭЦ

Наименование присоединения 6 кВ	Секция №3		
	Рном(кВт)	Ки	cosφ
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88
Питательный насос	2000	0,8	0,9
Дымосос	400	0,7	0,85
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88
	Секция №4		
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88
Питательный насос	2000	0,8	0,9
Дымосос	400	0,7	0,85
Циркуляционный насос	200	0,8	0,88

Предварительно определяем групповой коэффициент использования групп электроприемников секции №1 [3]:

$$K_{ИПР} = \frac{1,72 \cdot 10^3}{2,2 \cdot 10^3} = 0,78 \quad (9)$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле:

$$n_э = \frac{4,84 \cdot 10^6}{2,76 \cdot 10^6} = 9,84 \quad (10)$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам первой секции:

$$P_{срЭД} = \sum k_i \times P_{Номі} = 1,72 \cdot 10^3 \quad (\text{кВт}) \quad (11)$$

Определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников расчетный коэффициент:

$$P_{рЭД} = P_{ср} \cdot K_P = 1,81 \cdot 10^3 \cdot 1,05 = 1,81 \cdot 10^3 \quad (\text{кВт}) \quad (12)$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах первой секции:

$$Q_{срЭД} = \sum k_i \times P_{Номі} \times \text{tg } \varphi_i = 0,87 \cdot 10^3 \quad (\text{квар}) \quad (13)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_{рЭД} = 1,1 \cdot Q_{ср} = 1,1 \cdot 0,87 \cdot 10^3 = 0,97 \cdot 10^3 \quad (\text{квар}) \quad (14)$$

Расчетная полная мощность первой секции:

$$S_{рЭД} = \sqrt{P_{рЭД}^2 + Q_{рЭД}^2} = \sqrt{1,81^2 + 0,97^2} \cdot 10^3 = 2,05 \cdot 10^3 \quad (\text{кВА}) \quad (15)$$

Данные нагрузки от эл. двигателей представлены в таблице 9

Таблица 9 – Данные по двигательной нагрузке 6 кВ секций

Номер секции РУСН 0,4 кВ	Расчетная активная мощность нагрузки (кВт)	Расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)	Расчетная полная мощность нагрузки (кВА)
1	$1,81 \cdot 10^3$	$0,97 \cdot 10$	$2,05 \cdot 10^3$
2	$2,02 \cdot 10^3$	$0,64 \cdot 10$	$2,11 \cdot 10^3$
3	$2,31 \cdot 10^3$	$1,12 \cdot 10$	$2,57 \cdot 10^3$
4	$2,31 \cdot 10^3$	$1,12 \cdot 10$	$2,57 \cdot 10^3$

Подробный расчет приведен в приложении В

## 8 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 КВ

В данном разделе проводится выбор и проверка кабельных линий питающих трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ «ОТЭЦ» а так же оборудования в частности электродвигателей 6 кВ вспомогательного оборудования .

Выбор проводится по длительно допустимому току который сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [6]:

$$I_{расч} \leq I_{дон} \quad (16)$$

где  $I_p$  – расчетный ток кабельной линии;

$I_{дон}$  – длительно допустимый ток для выбранного типа кабеля, который определяется по следующему выражению:

$$I_{дон} = I_{дон} \cdot K_{ср} \cdot K_{сн} \cdot K_{нов} \quad (17)$$

где  $I_{дон}$  – допустимый длительный ток одного кабеля при нормальных условиях, А;

$K_{ср}$  – коэффициент учитывающий температуру среды в которой находится кабель, отличную от расчетной;

$K_{сн}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки одного кабеля при групповой прокладке;

$K_{нов}$  – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке отдельных кабелей.

Расчетный ток кабельной линии определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (18)$$

где  $S_p$  - расчетная мощность;

$U_n$  - номинальное линейное напряжение принятого типа кабеля;

Рассмотрим расчет сечения кабеля на примере участка от РУ 6 кВ секции первой секции 6 кВ до трансформатора ТСН-45Т-6, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности. В данном случае на кабельной линии будет подключен только один трансформатор формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{507,82}{\sqrt{3} \cdot 6} = 48,86 \quad (19)$$

Для полученного значения тока подбираем соответствующее сечение кабеля.

Принимаем кабель типа АПВПу 3×50 с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами, длительно допустимым током 156 А, укладка кабеля осуществляется в полуэтаже на специальных лотках, следовательно вводятся поправочные коэффициенты на длительно допустимый ток. Проводим проверку по выражению, при этом вводим поправку на групповую прокладку кабелей на одном лотке:

$$I_{расч} \leq I_{дон}$$

$$48,86 \leq 156 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 = 148,2$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении следовательно этот тип кабеля выбран верно.

Аналогично проводится выбор марки и сечения кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и сечений для питания трансформаторов 6/0,4 кВ

Участок	$S_p$ (кВА)	$I_p$ (А)	Сечение кабеля	$I_{од}$ (А)
Присоединения первой секции				
ТСН-45Т-6	507,82	49,50	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2
Питательный насос	1777,77	173,27	3×70	194,0
Дымосос	470,58	45,87	3×50	148,2
Присоединения второй секции				
ТСН-46Т-6	475,21	46,32	3×50	148,2
Насос пожаротушения	449,43	43,80	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2
Питательный насос	1111,11	108,30	3×70	194,0
Дымосос	470,58	45,87	3×50	148,2
Резервный возбудитель	444,44	40,73	3×50	148,2
Присоединения третьей секции				
ТСН-47Т-6	327,60	31,93	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2
Питательный насос	2222,22	216,59	3×150	298,5
Дымосос	470,58	45,87	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2
Присоединения четвертой секции				
ТСН-48Т-6	400,57	39,04	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2
Питательный насос	2222,22	216,59	3×150	298,5
Дымосос	470,58	45,87	3×50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	3×50	148,2

При определении сечения для электродвигателей сравнение длительно допустимого тока кабеля проводим с номинальным током.

## 9 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 КВ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ СН ОТЭЦ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости. Расчетные точки короткого замыкания находятся на конце кабельных линий рассматриваемых в предыдущем разделе. Ток короткого замыкания в таком случае определяется как:

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot Z_p}$$

где  $X_p, R_p$  – расчетные сопротивления до точки короткого замыкания

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ будет состоять из сопротивления системы и сопротивления кабеля:

$$X_p = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{по6}} + x_{0кЛ} \cdot L_{кЛ} \quad (20)$$

где  $I_{по6}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ секции СН ОТЭЦ, определен в разделе расчетов токов КЗ

$x_{0кЛ}$  – погонное индуктивное сопротивление кабельной линии (ом/км)

$L_{кЛ}$  – протяженность кабельной линии (км)

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ будет состоять только из сопротивления кабеля:

$$R_p = r_{0кЛ} \cdot L_{кЛ}$$

где  $r_{0кЛ}$  – погонное активное сопротивление кабельной линии (ом/км)

Рассмотрим подробно расчет тока короткого замыкания для кабеля на участке первая секция РУ СН 6 кВ - ТСН-45Т-6:



$$X_p = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,36} + 0,1 \cdot 0,03 = 0,353$$

$$R_p = r_{окл} \cdot L_{кл} = 0,38 \cdot 0,03 = 0,011$$

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,353} = 9,93$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет токов КЗ в сети 6 кВ

Присоединение	L (м)	x0 (ом/км)	r0 (ом/км)	Xp (Ом)	Rp (Ом)	Zp (Ом)	Iпо (кА)
ТСН-45Т-6	0,03	0,10	0,38	0,353	0,011	0,353	9,931
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483
Питательный насос	0,11	0,08	0,268	0,359	0,029	0,360	9,746
Дымосос	0,09	0,10	0,38	0,359	0,034	0,361	9,720
ТСН-46Т-6	0,025	0,10	0,38	0,353	0,010	0,353	9,948
Насос пожаротушения	0,25	0,10	0,38	0,376	0,095	0,388	9,048
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483
Питательный насос	0,11	0,08	0,268	0,359	0,029	0,360	9,746
Дымосос	0,09	0,10	0,38	0,359	0,034	0,361	9,720
Резервный возбудитель	0,16	0,10	0,38	0,367	0,0608	0,372	9,441
ТСН-47Т-6	0,025	0,10	0,38	0,353	0,010	0,353	9,948
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483
Питательный насос	0,11	0,10	0,124	0,361	0,014	0,361	9,713
Дымосос	0,09	0,10	0,38	0,359	0,034	0,361	9,720
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483
ТСН-48Т-6	0,025	0,10	0,38	0,353	0,010	0,353	9,948
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483
Питательный насос	0,11	0,10	0,124	0,361	0,014	0,361	9,713
Дымосос	0,09	0,10	0,38	0,359	0,034	0,361	9,720
Циркуляционный насос	0,15	0,10	0,38	0,366	0,057	0,370	9,483

Далее проводим проверку выбранных сечений на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Минимальное сечение кабеля при заданном значении тока короткого замыкания определяется как:

$$S_{тер.м} = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{T}}{K_T} \quad (21)$$

где  $T$  - время протекания тока короткого замыкания по кабельной линии (сек).

$K_T$  - температурный коэффициент.

Для примера рассчитаем минимальное сечение кабеля для участка РУСН 6 кВ - ТСН-45Т-6:

$$S_T = \frac{9,931 \cdot \sqrt{0,1}}{95} = 53,38 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Аналогично проводится расчет минимального сечения для остальных участков, результаты которого сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет минимального термически стойкого сечения КЛ

Присоединение	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{факт}$ (мм <sup>2</sup> )
ТСН-45Т-6	9,931	32,77	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50
Питательный насос	9,746	32,16	70
Дымосос	9,720	32,08	50
ТСН-46Т-6	9,948	32,83	50
Насос пожаротушения	9,048	29,86	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50
Питательный насос	9,746	32,16	70
Дымосос	9,720	32,08	50
Резервный возбудитель	9,441	31,16	50
ТСН-47Т-6	9,948	32,83	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50
Питательный насос	9,713	32,05	150
Дымосос	9,720	32,08	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50
ТСН-48Т-6	9,948	32,83	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50
Питательный насос	9,713	32,05	150
Дымосос	9,720	32,08	50
Циркуляционный насос	9,483	31,29	50

Все кабели проходят проверку по термической стойкости следовательно далее проводим проверку по потере напряжения.

## 10 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения на участке кабельной линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_{0кЛ} \cdot \cos \varphi + x_{0кЛ} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (22)$$

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУСН 6 кВ - ТСН-45Т-6:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 49,5 \cdot 0,03 \cdot (0,11 \cdot 0,75 + 0,003 \cdot 0,66) \cdot \frac{100}{6300} = 0,02 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение кабеля выбрано верно, для остальных участков проводится подробный расчет результаты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Присоединение	L (м)	$\Delta U$
ТСН-45Т-6	0,03	0,02
Циркуляционный насос	0,15	0,025
Питательный насос	0,11	0,030
Дымосос	0,09	0,025
ТСН-46Т-6	0,025	0,029
Насос пожаротушения	0,25	0,042
Циркуляционный насос	0,15	0,020
Питательный насос	0,11	0,818
Дымосос	0,09	0,841
Резервный возбудитель	0,16	0,524
ТСН-47Т-6	0,025	0,749
Циркуляционный насос	0,15	0,804
Питательный насос	0,11	0,605
Дымосос	0,09	0,025
Циркуляционный насос	0,15	0,030
ТСН-48Т-6	0,025	0,025
Циркуляционный насос	0,15	0,029
Питательный насос	0,11	0,042
Дымосос	0,09	0,020
Циркуляционный насос	0,15	0,818

Расчет потери напряжения в кабельных линиях показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

## 11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ НА ШИНАХ 6 КВ СН

Определяем расчетную мощность нагрузки на первой секции 6 кВ от электродвигателей и трансформатора 6/0,4 кВ по следующей формуле.

$$P_{p\Sigma} = P_{pЭД} + P_{pВН} \quad (23)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p\SigmaЭД} + Q_{pВН} \quad (24)$$

где  $P_{p\Sigma}$ ,  $Q_{p\Sigma}$  - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки секции.

$P_{pЭД}$ ,  $Q_{pЭД}$  - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки электродвигателей 6 кВ

$P_{pВН}$ ,  $Q_{pВН}$  - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки трансформаторов 6/0,4 кВ.

$$P_{p\Sigma} = 1,81 \cdot 10^3 + 0,403 \cdot 10^3 = 2,213 \cdot 10^3 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,97 \cdot 10^3 + 0,29 \cdot 10^3 \cdot 0,8 = 1,26 \cdot 10^3 \quad (\text{квар})$$

Далее определяем полную мощность нагрузки первой секции по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(2,213 \cdot 10^3)^2 + (1,26 \cdot 10^3)^2} = 2,55 \cdot 10^3 \quad (\text{кВА}) \quad (25)$$

По аналогичным формулам проводится определение расчетных нагрузок на остальных секциях 6кВ ОТЭЦ. Полученные данные указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Данные по электрической нагрузке 6 кВ секций СН

Номер секции РУСН 0,4 кВ	Расчетная активная мощность нагрузки (кВт)	Расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)	Расчетная полная мощность нагрузки (кВА)
1	$2,213 \cdot 10^3$	$1,26 \cdot 10^3$	$2,55 \cdot 10^3$
2	$2,4 \cdot 10^3$	$0,92 \cdot 10$	$2,59 \cdot 10^3$
3	$2,57 \cdot 10^3$	$1,31 \cdot 10$	$2,9 \cdot 10^3$
4	$2,9 \cdot 10^3$	$1,36 \cdot 10$	$2,97 \cdot 10^3$

Полученные данные используем при расчете и выборе оборудования собственных нужд.

## 12 ВЫБОР РЕАКТОРОВ ДЛЯ ПИТАНИЯ СЕКЦИЙ 6 КВ №1, 3, 4

Выбор реакторов для СН секций №1, 3, 4 осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$$

Определяем максимальные рабочие токи РУ 6 кВ «ОТЭЦ» в частности на секции 1, 3, 4:

$$I_{м} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \quad (26)$$

где  $S_{p\Sigma}$  – расчетная полная мощность нагрузки на секциях (кВА);

$U_{н}$  – номинальное напряжение (кВ);

Для первой секции:

$$I_{м1} = \frac{2,55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 245,4 \text{ (А)}$$

Для третьей секции:

$$I_{м3} = \frac{2,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 279,01 \text{ (А)}$$

Для четвертой секции:

$$I_{м4} = \frac{2,97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 285,7 \text{ (А)}$$

По полученным значениям тока выбираем соответствующие токоограничивающие реакторы для отбора мощности на генераторном напряжении для питания секций СН

Принимаем по номинальному напряжению и току для всех секций реакторы типа РТСТГ 6 - 630, номинальным напряжением 6 кВ, номинальным током 630 А, системой естественного воздушного охлаждения и горизонтальной установкой фаз.

Сухой трехфазный токоограничивающий реактор серии РТСТ 6- 630 предназначен для работы в сетях напряжением 6 кВ производится с номинальным индуктивным сопротивлением 0,1 - 2 Ом для внутренней и внешней установки.



### 13 ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ ТОКОВ КЗ В СХЕМЕ СН 6 КВ

Данный расчет проводится для определения уровней токов короткого замыкания на шинах 6 Кв секций СН ОТЭЦ. Для этого проводим расчет токов КЗ на примере шин первой секции, при этом исходная схема с указанием типа оборудования и его маркировки представлена на рисунке 3.

На рисунке 3 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с двумя расчетными точками КЗ на разных секциях СН ОТЭЦ.

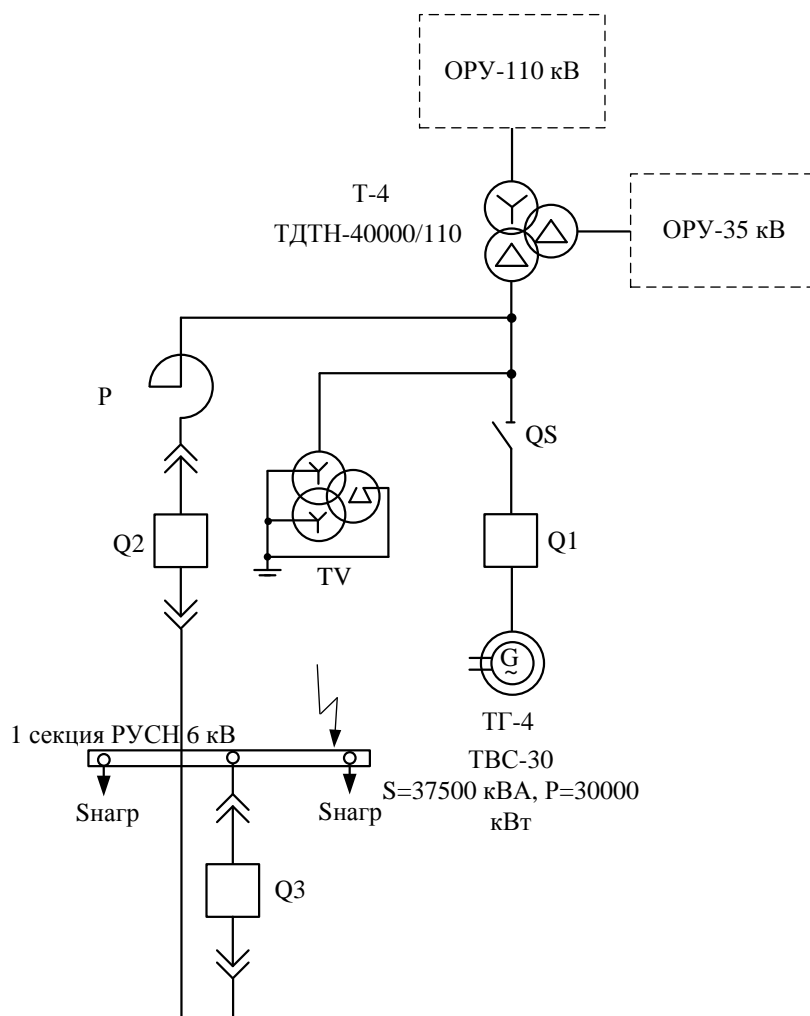


Рисунок 3 – Принципиальная схема рабочего питания первой секции 6 кВ

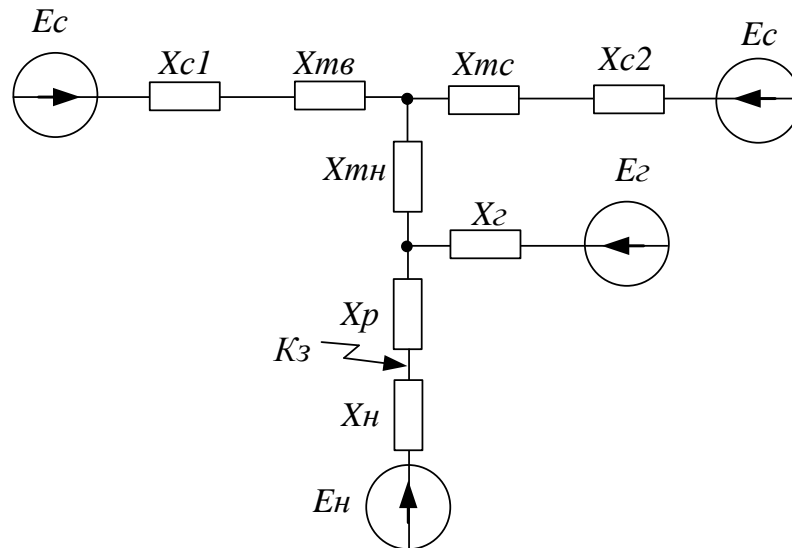


Рисунок 4 – Схема замещения

Расчет проводим в относительных единицах приближенным методом с использованием среднего ряда напряжений. Базисные условия указаны в таблице 15:

Таблица 15 – Базисные условия

Базисная мощность (МВА)	Базисное напряжение на стороне 110 кВ	Базисное напряжение на стороне 35 кВ	Базисное напряжение на стороне 6 кВ
40	115	37	6,3

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации по следующей формуле:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,201 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,624 \text{ (кА)}$$

$$I_{B6} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B6}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,66 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ОТЭЦ (в данном случае, т.к. ОТЭЦ изолирована от внешних источников, под системой понимается подпитка тока короткого замыкания через распределительные устройства 110 и 35 кВ другими генераторами) определяется через номинальный ток отключения выключателя 110 кВ, и номинальный ток отключения выключателя 35 кВ:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (27)$$

Для РУ 110 кВ

$$X_{c1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 25} = 0,008$$

Для РУ 35 кВ

$$X_{c2} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 12,5} = 0,05$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах РУ

Определяем сопротивление обмоток силового блочного трансформатора (о.е.):

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \quad (28)$$

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 0,1 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \quad (29)$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = -0,06 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%bc} + u_{K\%bn} + u_{K\%cn}) \quad (30)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) = 0,07 \quad (\text{о.е.})$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (на первой секции СН 6 кВ)  
(о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_n} \quad (31)$$

где  $S_n$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_n} = 0,35 \cdot \frac{40}{2,55} = 5,49 \quad (\text{о.е.})$$

Определяем сопротивление турбогенератора №4 «ОТЭЦ» (о.е.):

$$X_G = xd \cdot \frac{S_B}{S_n} \quad (32)$$

где  $xd$ , – сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е.)

$$X_G = 0,136 \cdot \frac{40}{37,5} = 0,015$$

Определяем сопротивление реактора (о.е.):

$$X_P = x_p \cdot \frac{S_B}{U_{ном}^2} \quad (33)$$

где  $x_p$  – сопротивление реактора в именованных единицах (о.е.)

$$X_P = 0,4 \cdot \frac{40}{6,3^2} = 0,403$$

После определения значений всех элементов схемы замещения проводим последовательное преобразование относительно точки короткого

замыкания. Преобразование проводится путем последовательно-параллельного эквивалентирования схемы замещения до эквивалентных сопротивлений и ЭДС.

Подробное сворачивание схемы представлено на рисунках :

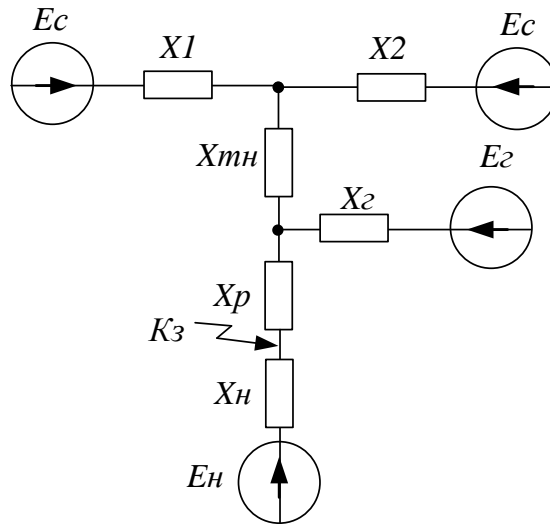


Рисунок 5 – Преобразование №1

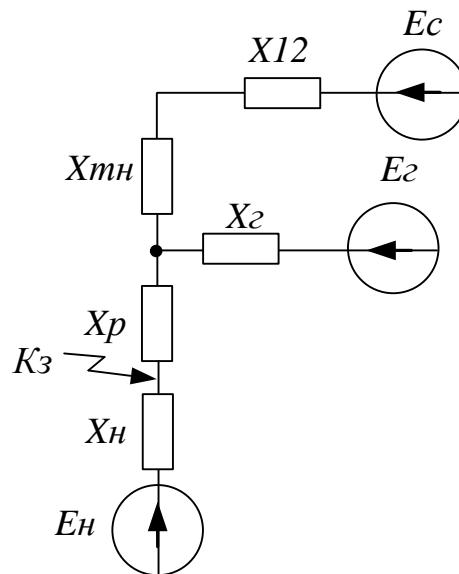


Рисунок 6 - Преобразование №2

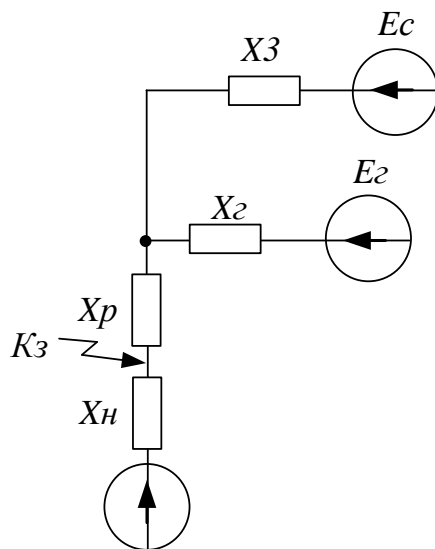


Рисунок 7 - Преобразование №3

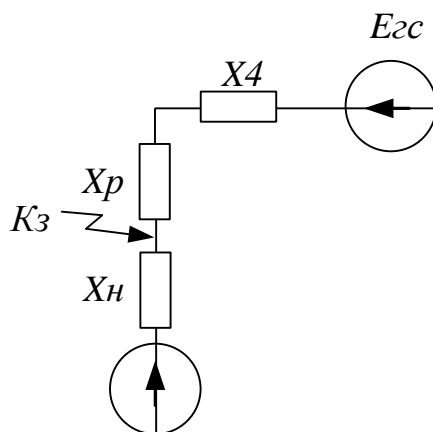


Рисунок 8 - Преобразование №4

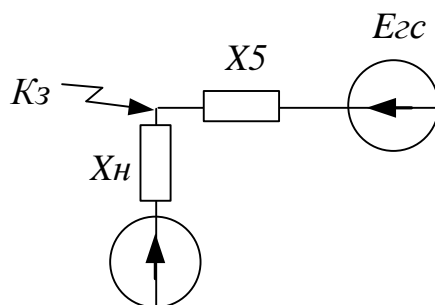


Рисунок 9 - Преобразование №5

Определяем параметры схемы замещения после преобразования, сопротивления:

$$X1 = X_{C1} + X_{TB}$$

$$X1 = 0,008 + 0,1 = 0,108$$

$$X2 = X_{TC} + X_{C2}$$

$$X2 = 0 + 0,05 = 0,05$$

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X12 = \frac{0,108 \cdot 0,05}{0,108 + 0,05} = 0,034$$

$$X3 = X12 + X_{TH}$$

$$X3 = 0,034 + 0,07 = 0,104$$

$$X4 = \frac{X3 \cdot X_G}{X3 + X_G}$$

$$X4 = \frac{0,104 \cdot 0,015}{0,104 + 0,015} = 0,013$$

$$X5 = X4 + X_P$$

$$X5 = 0,013 + 0,403 = 0,416$$

$$X_{PE3} = \frac{X5 \cdot X_H}{X5 + X_H}$$

$$X_{PE3} = \frac{0,416 \cdot 5,49}{0,416 + 5,49} = 0,38$$

Проводим преобразование ЭДС по следующим формулам (ЭДС энергосистемы в относительных единицах составляет – 1, ЭДС обобщенной нагрузки – 0,8, генератора 1,05):

$$E_{ГC} = \frac{X3 \cdot E2 + X2 \cdot E3}{X3 + X2}$$

$$E_{ГC} = \frac{0,104 \cdot 1,05 + 0,015 \cdot 1}{0,104 + 0,015} = 1,04$$

$$E_{P} = \frac{X_H \cdot E_{ГC} + X5 \cdot E_H}{X5 + X_H}$$

$$E_{P} = \frac{0,416 \cdot 0,85 + 1,04 \cdot 5,49}{0,416 + 5,49} = 1,076$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах первой секции 6 кВ СН:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{Б6} = \frac{1,076}{0,38} \cdot 3,66 = 10,36 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} \quad (34)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

$Ta$  – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 10,36 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,67 \text{ (кА)}$$



Постоянная времени определяется по справочным данным для расчетного мента КЗ можно определить ее по данной формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} = 0,03 \quad (35)$$

где  $X_p$  – суммарное индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (36)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 10,36 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 25,07 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета для обеих точек сводятся в таблицу 16:

Таблица 16 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Номер секции 6 кВ	Периодическая составляющая тока КЗ (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ (кА)	Ударный ток КЗ (кА)
1	10,36	0,67	25,07
2	8,69	0,58	21,36
3	11,56	0,71	26,18
4	8,15	0,62	20,85

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе основного оборудования секций 6 кВ СН ОТЭЦ

## 14 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ СН 6 КВ

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего оборудования предназначенного для электроснабжения СН 6 кВ ОТЭЦ: комплектное распределительное устройство, выключатели 6 кВ в его составе, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, жесткие шины, приборы контроля и учета электроэнергии в схеме собственных нужд электростанции.

Определяем максимальные рабочие токи РУ 6 кВ «ОТЭЦ» в частности на секции 1,2,3,4 РУСН 6 кВ [6]:

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (37)$$

где  $S_{\text{н}}$  – расчетная мощность нагрузки (кВА);

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (кВ);

Для первой секции:

$$I_{\text{м1}} = \frac{2,55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 245,37 \text{ (А)}$$

Для второй секции:

$$I_{\text{м2}} = \frac{2,59 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 249,22 \text{ (А)}$$

Для третьей секции:

$$I_{\text{м3}} = \frac{2,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 279,05 \text{ (А)}$$

Для четвертой секции:

$$I_{м4} = \frac{2,97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 285,79 \text{ (A)}$$

Таблица 17 – Максимальные рабочие токи РУСН 6 кВ

Номер секции 6 кВ	Максимальный рабочий ток (кА)
1	245,37
2	249,22
3	279,05
4	285,79

#### 14.1 Выбор комплектного распределительного устройства 6 кВ

Перед выбором типа выключателя принимаем к установке комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ для электроснабжения потребителей собственных нужд ОТЭЦ типа D-12P «Таврида электрик» с вакуумным выключателем.

КРУ серии D-12P предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 - 10 кВ в сетях с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Применяются в качестве распределительных устройств напряжением 6 -10 кВ трансформаторных подстанций, в том числе комплектных и контейнерных, напряжением 110/35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ, 35/6-10 кВ и 6-10/0,4 кВ, а также в качестве распределительных пунктов, в собственных нуждах электростанций

*Отличительные особенности:*

- 1) широкий диапазон рабочих параметров (номинальные токи от 630 до 4000А, токи короткого замыкания от 20 до 50кА);
- 2) оригинальная конструкция, обеспечивающая лёгкий доступ к оборудованию;
- 3) возможность исполнений шкафов двух- и одностороннего обслуживания;
- 4) применение современных микропроцессорных УЗА;

5) корпус из высококачественной стали с алюмоцинковым покрытием;

б) системы дуговой защиты с применением концевых выключателей или VAMP – защита от дуговых коротких замыкания (система реагирующая на вспышку и прирост тока с использованием оптоволоконна);

Технические данные КРУ представлены в таблице 18

Таблица 18 - Технические данные КРУ серии D-12P

Параметр	Значение
Номинальное напряжение (кВ)	6,0, 10,0
Наибольшее рабочее напряжение (кВ)	12,0
Номинальный ток сборных шин (А)	630,1000,1250,1600,2500,3150,4000
Номинальный ток главных цепей (А)	630, 1000, 1250, 1600, 2500, 3150
Номинальный ток отключения выключателей встроенных в КРУ(кА)	12,5, 20, 25, 31,5, 40
Ток электродинамической стойкости (кА)	до 125
Ток термической стойкости (кА)	20, 25, 31,5, 40
Время протекания тока термической стойкости (сек.)	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей (В)	220

Внешний вид данного КРУ представлен на рисунке 10

*Конструкция:*

КРУ серии D-12P комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки. Наружные элементы корпуса (двери, боковые панели и др.) окрашены порошковой краской.



Рисунок 10 - Внешний вид КРУ 6-10 кВ серии D-12Р

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

Схемы вспомогательных цепей шкафов КРУ серии D-12Р разработаны для различных микропроцессорных устройств защиты, управления, автоматики и сигнализации. Цепи учёта электроэнергии могут выполняться

на электронных или многофункциональных микропроцессорных счётчиках электрической энергии.

Вспомогательные цепи выдвижного элемента выведены на один или два 28-контактных штепсельных разъёма.

В шкафах специального исполнения перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно можно производить дистанционно с помощью электропривода при закрытых дверцах отсека.

#### 14.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Выбор выключателей для СН секций осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$$

Термическая стойкость выключателя 6 кВ проверяется через интеграл Джоуля:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости выключателя 6 кВ;

$t_{тер}$  - время термической стойкости выключателя 6 кВ,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость выключателя 6 кВ проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя 6 кВ;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости выключателя 6кВ.

Значение интеграла Джоуля можно определить по формуле :

$$B_{к} = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

где  $I_{но}$  - расчётное значение периодической составляющей тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

Выполняем расчет интеграла джоуля для каждой точки короткого замыкания (шины 1,2,3,4 секций 6 кВ):

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 10,36^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 13,95 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$B_{к2} = I_{но2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 9,81 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$B_{к3} = I_{но3}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,56^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 17,37 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$B_{к4} = I_{но4}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,15^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 8,63 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Принимаем выключатель вакуумный для данного типа КРУ ВВ/TEL, номинальным током 630 А.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 19 (выбор оборудования проводится для каждой секции 6 кВ):

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ секций №1

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	245,37	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	10,36	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	25,07	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	10,36	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	8,48	0,67	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	25,07	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	400	13,95	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ секций №2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	249,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	8,69	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	21,36	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	8,69	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	8,48	0,58	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	21,36	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	400	9,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$



Таблица 21 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ секций №3

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	279,05	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	11,6	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	26,18	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	11,6	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_a$ (кА)	8,48	0,71	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	26,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	400	17,37	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Таблица 22 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ секций №4

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	285,79	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	8,15	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	20,85	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	8,15	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_a$ (кА)	8,48	0,62	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	20,85	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	400	8,63	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам его принимаем к установке в качестве рабочего и резервного ввода секций №1, 2, 3, 4

### 14.3 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ.

Ограничители перенапряжений выполнены как одноколонковые аппараты опорного типа вертикальной установки и предназначены для

защиты электрических аппаратов, в данном случае оорудования собственных нужд, от грозовых и коммутационных перенапряжений

Принимаем к установке в РУ СН 6 кВ ОПН - 6 Сравнение параметров приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка ОПН секций №1,2,3,4

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	3,81	3,46	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на секциях №1,2,3,4 СН ОТЭЦ.

#### 14.4 Выбор трансформаторов тока для секций СН 6 кВ

Активная вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов ее значение можно определить по следующей приближенной формуле:

$$R_{2ТТ} = R_{вр} + R_{приб} + R_{кон} \quad (38)$$

Находим сопротивление соединительных проводов:

$$R_{вр} = \frac{\rho \cdot L}{f} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \quad (39)$$

где  $L$  - длина соединительных проводов, для РУ СН 6 кВ;

$f$  - сечение соединительного провод.

$\rho$  удельное сопротивление провода;

Сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом

Для определения величины сопротивления приборов необходимо найти их общую мощность, для этого в таблице 23 приведены данные по приборам подключенным к рассматриваемым трансформаторам тока

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секций №1,2,3,4

Прибор	Тип	Нагрузка (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Прибор учета электроэнергии	ЦЭ6850М	1,0
Сумма		1,5

В качестве прибора учета электроэнергии принять счетчик компании «Энергомера» ЦЭ6850М

Сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = \frac{1,5}{1} = 1,5 \text{ (Ом)}$$

Находим суммарное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока

$$R_{2ТТ} = 1,5 + 0,43 + 0,1 = 2,03 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока для РУ СН 6 кВ ТОЛ - 10 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ секций №1

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	245,37	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	25,07	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675	13,95	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	2,03	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Таблица 25 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ секций №2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	249,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	21,36	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675	9,81	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	2,03	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Таблица 26 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ секций №3

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	279,05	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	26,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675	17,37	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	2,03	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Таблица 27 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ секций №4

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	285,79	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	20,85	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675	8,63	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $R_{2ном}$ (Ом)	5	2,03	$R_{2ном} \geq R_{2ТТ}$

Выбранные трансформаторы тока проходят проверку по всем требованиям.

#### 14.5 Выбор трансформаторов напряжения для секций СН 6 кВ

В данном разделе проводится расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения секций СН. Для этого в таблице 28 приведены данные о подключенных к трансформатору напряжения приборах.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения секции №1

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Прибор учета электроэнергии	ЦЭ6850М	9	9
Сумма			83

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения секции №2

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Прибор учета электроэнергии	ЦЭ6850М	11	9
Сумма			101

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения секции №3

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Прибор учета электроэнергии	ЦЭ6850М	11	9
Сумма			83

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения секции №4

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Нагрузка (ВА)
Вольтметр	Э-335	1	2
Прибор учета электроэнергии	ЦЭ6850М	11	9
Сумма			101

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТН секции №1

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	105 ВА	83 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Таблица 33 – Проверка выбранного ТН секции №2

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	105 ВА	101 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Таблица 34 – Проверка выбранного ТН секции №3

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	105 ВА	83 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Таблица 35 – Проверка выбранного ТН секции №4

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	105 ВА	101 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

#### 14.6 Выбор жестких шин КРУ 6 кВ

В качестве токоведущих шин принимаем полосы из специального сплава сечением 80/6 мм, Шины устанавливаем плашмя на изоляторы.

Выполняем проверку на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ, для каждой секции.

$$F_{\min 1} = \frac{\sqrt{BkI}}{C} = \frac{\sqrt{13,95}}{95} = 0,04 \text{ (см}^2\text{)} \quad (40)$$

$$F_{\min 2} = \frac{\sqrt{B\kappa 2}}{C} = \frac{\sqrt{9,81}}{95} = 0,033 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$F_{\min 3} = \frac{\sqrt{B\kappa 3}}{C} = \frac{\sqrt{17,37}}{95} = 0,044 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$F_{\min 4} = \frac{\sqrt{B\kappa 4}}{C} = \frac{\sqrt{8,63}}{95} = 0,031 \text{ (см}^2\text{)}$$

где  $C$  - вспомогательный коэффициент для материала шин.

Сечение принятой шины составляет 4,8 см<sup>2</sup>, следовательно оно проходит проверку по термической стойкости для каждой секции, далее проверяем шины на механическую прочность, определяем расстояние между изоляторами одной фазы через момент инерции и сечение.

Момент инерции шин:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (41)$$

Максимальное расстояние между изоляторами:

$$L_M = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{F_{\text{шин}}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (42)$$

где  $F_{\text{шин}}$  - сечение шины (см<sup>2</sup>)

Принимаем расстояние менее расчетного (0,9м)

Проводим проверку на динамическую стойкость определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах

$$f_1 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y01}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{25070^2}{0,4} = 272,15 \text{ (Н/м)} \quad (43)$$

$$f_2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y02}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21360^2}{0,4} = 197,56 \text{ (Н/м)}$$

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial 3}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26180^2}{0,4} = 296,78 \text{ (Н/м)} \quad (44)$$

$$f_4 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial 4}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20850^2}{0,4} = 188,24 \text{ (Н/м)}$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток короткого замыкания на соответствующей секции СН ОТЭЦ (А).

$a$  - межфазное расстояние в шинной конструкции.

Проводим расчет механического напряжения в материале шин, определяем момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (45)$$

Определяем напряжение в материале шин при протекании во время ударного тока КЗ

$$\sigma_{расч1} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 1}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{25070^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,44 \text{ (МПа)} \quad (46)$$

$$\sigma_{расч2} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 2}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21360^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 2,5 \text{ (МПа)}$$

$$\sigma_{расч3} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 3}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26180^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,76 \text{ (МПа)}$$

$$\sigma_{расч4} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 4}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20850^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 2,38 \text{ (МПа)}$$

Данное напряжение не должно превышать предельного для принятого сплава материала шин равного 36 МПа, следовательно можно сделать вывод что выбранная конструкция проходит проверку по динамической стойкости.



## 15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110/35/6

Проводим расчет основной защиты на примере трансформатора Т4 40 МВА «ОТЭЦ»

### 15.1 Дифференциальная защита

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала *RET* 521. Для этого выберем трансформаторы тока. Соединение выполнено по схеме звезда с нулевым проводом.

Выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока с учетом условия:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (47)$$

где  $I_{TTH}$  – номинальный ток трансформатора. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока.

Находим вторичные токи трансформатора тока в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{TНОМ}}{K_{ТА}} \quad (48)$$

При внешних коротких замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (49)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (50)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент переходного процесса;

$\varepsilon$  – относительная погрешность трансформатора тока;

$\Delta U_{PEГ}$  – относительная погрешность

$\Delta f_{BЫP}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

Требования к трансформаторам тока дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_6}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}}$$

где  $I_{1НОМТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока трансформатора тока;

Находим коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (51)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны низкого напряжения которых подключены токоограничивающие реакторы принимают  $I_{СКВ} = 3$ ,  $K_{ПЕР} = 1,5$ ,  $K_{ПЕР} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (52)$$

Значения  $I_{d\min}$  и  $K_{Т1}$  при первом приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока для Т4 40 МВА.

$$I_{ВН} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,86 \text{ (А)}$$

$$I_{СН} = \frac{40000 \cdot 0,667 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 616,12 \text{ (А)}$$

$$I_{HH} = \frac{40000 \cdot 0,667 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3423,03 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{293,86 \cdot 5}{300} = 4,89 \text{ (A)}$$

$$I_{2CH} = \frac{616,2 \cdot 5}{750} = 4,52 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{3423,03 \cdot 5}{4000} = 4,45 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса защиты.

$$I_{НБП} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{ВЫП} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,27$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,27 = 0,328$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{ПЕР} + \Delta f_{ВЫП}) = 0,261$$

Принимаем данный ток:

$$I_{d \min} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для данного терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 36:

Таблица 36 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением  $I_{TP} = 2,25$  для характеристики № 4 и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61$$

Принимаем тормозную характеристику №5.

## 16 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 11 представлена упрощенная схема электроснабжения потребителей 6 кВ собственных нужд ОТЭЦ на примере второго энергоблока. Номерами указаны основные элементы которые участвуют в передаче мощности от источников питания, в данном случае это трансформатор и генератор, к потребителю – секциям собственных нужд. Для примера проводим расчет параметров надежности электроснабжения секции №4 6 кВ.

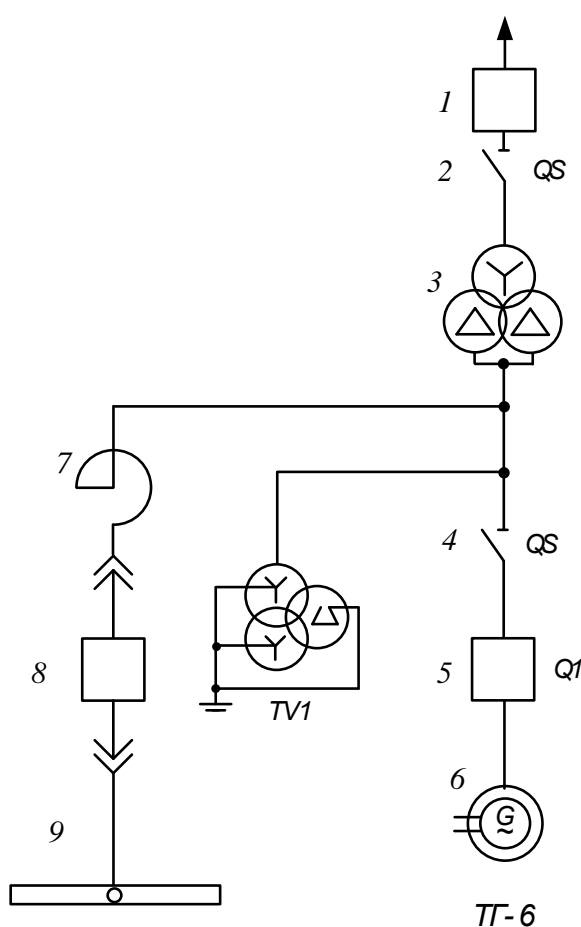


Рисунок 11 – Принципиальная однолинейная схема энергоблока №6 ОТЭЦ.

При расчете принимаем следующие условия: в работе находятся как сам генератор так и блочный трансформатор, секция № 4 получает питание от рабочего ввода

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: значение потокоотказов  $\lambda$  (1/год), среднее время восстановления  $t_v$  (час), частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$  (1/год), среднее время преднамеренных отключений  $t_{пр}$ . Параметры элементов цепи согласно сведены в таблицу 37.

Таблица 37 - Параметры надежности элементов

Наименование элемента	$\lambda$ , 1/год	$t_v$ , часов
Выключатель 110 кВ	0,03	20
Разъединитель 110 кВ	0,01	11
Трансформатор 110 кВ	0,015	70
Разъединитель 6 кВ	0,01	11
Выключатель 6 кВ	0,01	20
Генератор	0,007	20
Реактор 6 кВ	0,01	70
Выключатель 6 кВ	0,01	8
Сборные шины 6 кВ	0,03	7

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Вероятность отказа шин СН 6 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 29 = 6,95 \cdot 10^{-4} \quad (53)$$

Вероятность отказа разъединителя 110 кВ:

$$q_{р110} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (54)$$

Вероятность отказа разъединителя 6 кВ:

$$q_{p6} = \frac{\lambda_p \cdot t_{ep}}{T_\Gamma} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (55)$$

Вероятность отказа трансформатора 110 кВ:

$$q_{m110} = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_\Gamma} = \frac{0,015 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (56)$$

Вероятность отказа реактора :

$$q_p = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_\Gamma} = \frac{0,01 \cdot 70}{8760} = 0,8 \cdot 10^{-4} \quad (57)$$

Вероятность отказа генератора:

$$q_z = \frac{\lambda_z \cdot t_{ez}}{T_\Gamma} = \frac{0,007 \cdot 20}{8760} = 0,16 \cdot 10^{-4} \quad (58)$$

Вероятность отказа выключателя 110 кВ:

$$q_s = \frac{\lambda_{s110} \cdot t_{s110}}{T_\Gamma} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (59)$$

где  $a_{кз}$  - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов  $a_{кз} = 0,005$ ;

$q_{смеж}$  - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{он} = 0,003$ ;

$N_{он}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{он} = 2$ .

Для выключателя 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемым смежным элементом является трансформатор.

$$q_{6110} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-4}$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 6 кВ

$$q_{66} = \frac{0,003 \cdot 8}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 6,95 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 4,13 \cdot 10^{-4}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 6 кВ секции №4. Схема замещения рассматриваемого участка электроустановки включающая в себя указанные элементы представлена на рисунке 12. Проводим последовательное преобразование схемы замещения для сведения к одному простейшему элементу.

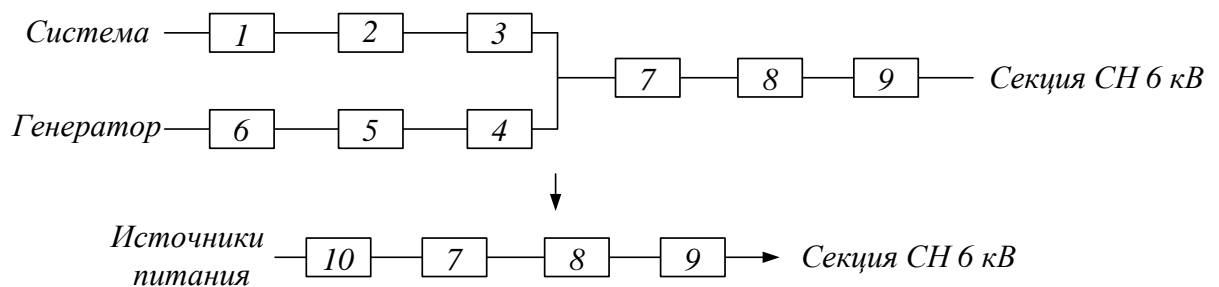


Рисунок 12 – Схема замещения.

Определяем вероятность отказа цепи (1-2-3):

$$q_{ц} = \sum q_i \tag{60}$$

$$q_{ц} = (6,01 \cdot 10^{-4} + 1,26 \cdot 10^{-4} + 1,12 \cdot 10^{-4}) = 8,39 \cdot 10^{-4}$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{нр\max}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$

$q_i$  - вероятность отказа  $i$ -го элемента цепи

Параметр потокоотказов цепи (1-2-3) (1/год):

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i = 0,01 + 0,15 + 0,03 = 0,19 \tag{61}$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{ec} = \frac{q_u \cdot 8760}{\lambda_u} = \frac{8,39 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{0,19} = 3,68 \text{ (час)} \quad (62)$$

Определяем вероятность отказа цепи (4-5-6)

$$q_u = (0,16 \cdot 10^{-4} + 1,26 \cdot 10^{-4} + 3,18 \cdot 10^{-4}) = 4,6 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов цепи (4-5-6) (1/год):

$$\lambda_u = \sum \lambda_i = 0,01 + 0,007 + 0,01 = 0,027 \quad (63)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{ec} = \frac{q_u \cdot 8760}{\lambda_u} = \frac{4,6 \cdot 10^{-4} \cdot 8760}{0,027} = 1,49 \text{ (час)} \quad (64)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{нл} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{np}}{t_{ec}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{урез} = q_{u1} \cdot q_{u2} + 2 \cdot K_{нл} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760}\right) = 8,39 \cdot 4,6 \cdot 10^{-8} + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{урез} = 2 \cdot \lambda_u \cdot q_u + 2 \cdot (\lambda_u - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Определяем вероятность отказа цепи (10-7-8-9)

$$q_u = (2,01 \cdot 10^{-4} + 0,8 \cdot 10^{-4} + 4,13 \cdot 10^{-4} + 6,95 \cdot 10^{-4}) = 13,89 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов цепи (10-7-8-9) (1/год):



$$\lambda_y = \sum \lambda_i = 9,3 \cdot 10^{-4} + 0,03 + 0,01 + 0,003 = 0,043$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_y} = \frac{1}{0,043} = 23,25 \text{ (лет)} \quad (65)$$

Расчет показал что среднее время безотказной работы имеет высокое значение следовательно расчет закончен.

## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЧС

Пожарная безопасность на ОТЭЦ предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ОТЭЦ являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара в собственных нуждах составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ОТЭЦ составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита в собственных нуждах ОТЭЦ обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих либо трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем

огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях (предохранительные мембраны в корпусе трансформатора 2 ВТ,3ВТ).

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на пристанционном узле ОТЭЦ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ОТЭЦ широко применяют установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на ОТЭЦ является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ собственных нужд на ОТЭЦ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории ОТЭЦ и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители на секциях собственных нужд ОТЭЦ размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, на секциях собственных нужд ОТЭЦ, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители находящиеся на улице

переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, с отводом масла либо без него.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант реконструкции системы электроснабжения собственных нужд «ОТЭЦ». Выполнен расчет электрических нагрузок на шинах низкого напряжения 0,4 кВ и высокого напряжения 6 кВ собственных нужд электростанции. Произведен расчет токов короткого замыкания во всех характерных точках с учетом реконструкции СН. Произведен выбор основного электрического оборудования как на секциях собственных нужд так и питающего трансформатора СН. Выбрана защита силовых трансформаторов СН. Определены меры безопасности при реконструкции в области охраны окружающей среды, а так же рассмотрены различные чрезвычайные ситуации при эксплуатации оборудования.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк., 2006. – 430 с.

2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк., 2011. – 383 с.

3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.

5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

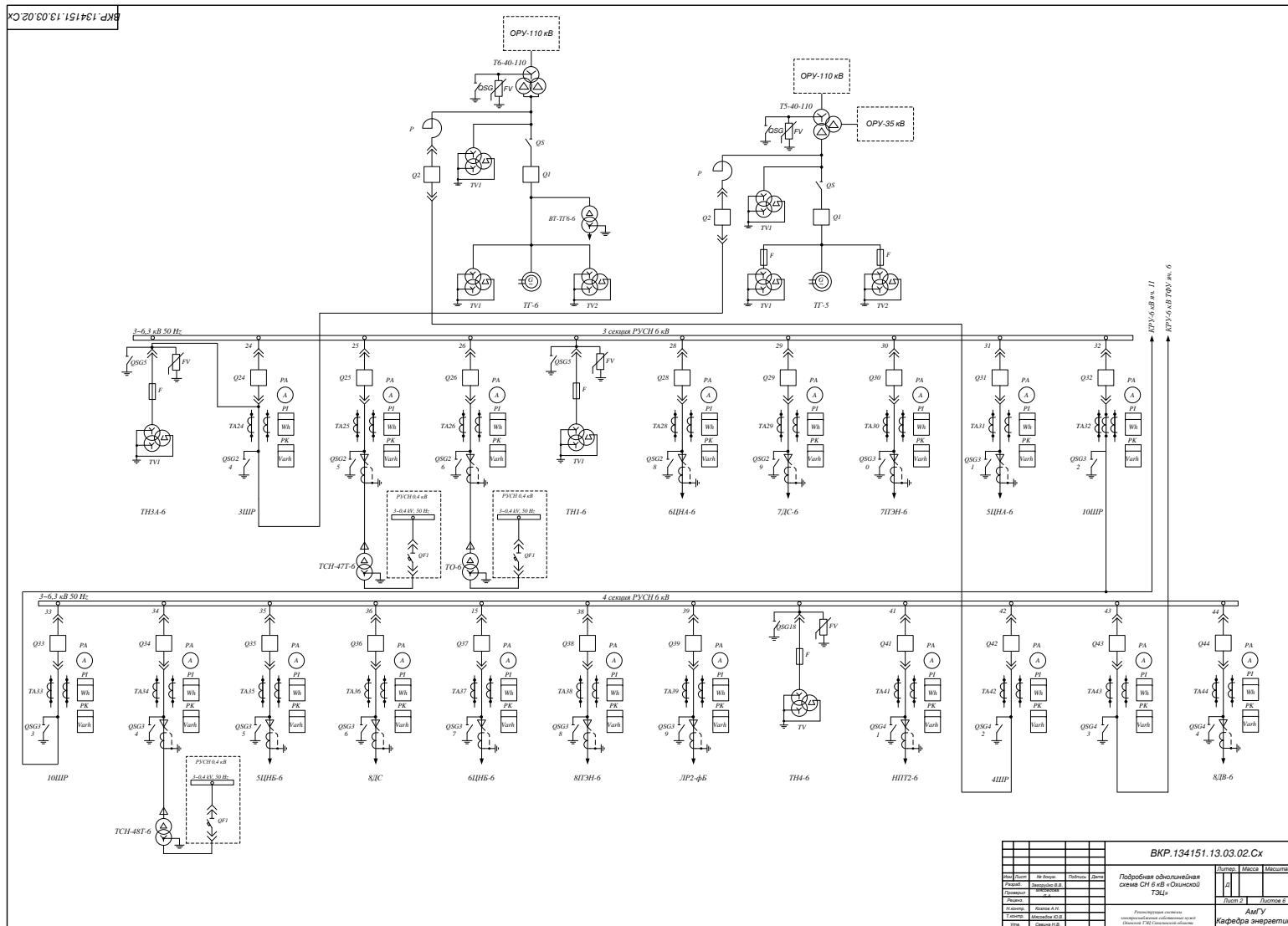
20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.





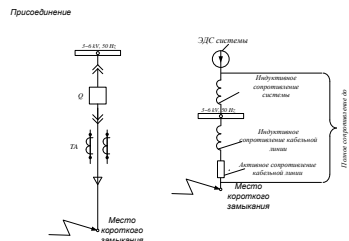
# ПРИЛОЖЕНИЕ Б



# ПРИЛОЖЕНИЕ В

ВКР.134151.13.03.02.Сх

Общая однолинейная и схема замещения для расчета токов короткого замыкания



Выбор сечений кабельных линий по длительно допустимому току

Присоединение	S расчетная (кВА)	I расчетный (А)	Сечение кабеля	I допустимый (А)
Присоединения первой секции				
ТН-45Т-6	502,82	49,5	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2
Питательный насос	1777,77	173,27	50	194
Дымосос	470,58	45,87	50	148,2
Присоединения второй секции				
ТН-46Т-6	475,21	46,32	50	148,2
Насос пожаротушения	449,43	43,8	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2
Питательный насос	1111,11	108,3	3х70	194
Дымосос	470,58	45,87	3х50	148,2
Резервный возбудитель	444,44	40,73	3х50	148,2
Присоединения третьей секции				
ТН-47Т-6	327,6	31,93	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2
Питательный насос	2222,22	216,59	150	298,5
Дымосос	470,58	45,87	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2
Присоединения четвертой секции				
ТН-48Т-6	400,57	39,04	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2
Питательный насос	2222,22	216,59	150	298,5
Дымосос	470,58	45,87	50	148,2
Циркуляционный насос	227,27	22,15	50	148,2

Расчет токов короткого замыкания в кабельных линиях

Присоединение	L (М)	X0 (Ом/км)	r0 (Ом/км)	Xp (Ом)	Rp (Ом)	Zp (Ом)	Iпо (кА)
ТН-45Т-6	0,03	0,1	0,38	0,353	0,011	0,353	9,931
Циркуляционный насос	0,15	0,1	0,38	0,366	0,057	0,37	9,483
Питательный насос	0,11	0,09	0,269	0,359	0,029	0,36	9,746
Дымосос	0,09	0,1	0,38	0,359	0,034	0,361	9,72
ТН-46Т-6	0,025	0,1	0,38	0,353	0,01	0,353	9,948
Насос пожаротушения	0,25	0,1	0,38	0,376	0,05	0,388	9,048
Циркуляционный насос	0,15	0,1	0,38	0,366	0,057	0,37	9,483
Питательный насос	0,11	0,09	0,269	0,359	0,029	0,36	9,746
Дымосос	0,09	0,1	0,38	0,359	0,034	0,361	9,72
Резервный возбудитель	0,16	0,1	0,38	0,367	0,0608	0,372	9,441
ТН-47Т-6	0,025	0,1	0,38	0,353	0,01	0,353	9,948
Циркуляционный насос	0,15	0,1	0,38	0,366	0,057	0,37	9,483
Питательный насос	0,11	0,1	0,24	0,361	0,04	0,361	9,719
Дымосос	0,09	0,1	0,38	0,359	0,034	0,361	9,72
Циркуляционный насос	0,15	0,1	0,38	0,366	0,057	0,37	9,483
Питательный насос	0,11	0,1	0,24	0,361	0,04	0,361	9,719
Дымосос	0,09	0,1	0,38	0,359	0,034	0,361	9,72
Циркуляционный насос	0,15	0,1	0,38	0,366	0,057	0,37	9,483

Проверка кабельных линий на потерю напряжения

Присоединение	L (М)	U <sub>н</sub>
ТН-45Т-6	0,03	0,02
Циркуляционный насос	0,15	0,025
Питательный насос	0,11	0,03
Дымосос	0,09	0,025
ТН-46Т-6	0,025	0,029
Насос пожаротушения	0,25	0,042
Циркуляционный насос	0,15	0,02
Питательный насос	0,11	0,038
Дымосос	0,09	0,041
Резервный возбудитель	0,16	0,054
ТН-47Т-6	0,025	0,049
Циркуляционный насос	0,15	0,004
Питательный насос	0,11	0,005
Дымосос	0,09	0,025
Циркуляционный насос	0,15	0,03
ТН-48Т-6	0,025	0,025
Циркуляционный насос	0,15	0,029
Питательный насос	0,11	0,042
Дымосос	0,09	0,02
Циркуляционный насос	0,15	0,038

Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Присоединение	Iпо (кА)	St (мксек)	Sf (мксек)
ТН-45Т-6	9,931	32,77	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50
Питательный насос	9,746	32,16	70
Дымосос	9,72	32,08	50
ТН-46Т-6	9,948	32,83	50
Насос пожаротушения	9,048	29,86	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50
Питательный насос	9,746	32,16	70
Дымосос	9,72	32,08	50
Резервный возбудитель	9,441	31,16	50
ТН-47Т-6	9,948	32,83	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50
Питательный насос	9,719	32,05	150
Дымосос	9,72	32,08	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50
ТН-48Т-6	9,948	32,83	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50
Питательный насос	9,719	32,05	150
Дымосос	9,72	32,08	50
Циркуляционный насос	9,483	3129	50

ВКР.134151.13.03.02.Сх			
Исполнитель	М.В.С.	Проверен	С.В.С.
Проектант	М.В.С.	Проверен	С.В.С.
Инженер	М.В.С.	Проверен	С.В.С.
Техник	М.В.С.	Проверен	С.В.С.
Механик	М.В.С.	Проверен	С.В.С.
Выбор и проверка сечений КЛ			
Лист 3	Листов 4	Масштаб	Масштаб
Кабельная энергетика			





# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

