

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Повышение надежности и эффективности системы электроснабжения собственных нужд Райчихинской ГРЭС путем автоматизации и цифровизации

Исполнитель

студент группы 742узб

подпись, дата

К.С.Антоненко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Антоненко Кирилла Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение надежности и эффективности системы электроснабжения собственных нужд Райчихинской ГРЭС путем автоматизации и цифровизации

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 08.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе материалы преддипломной практики, данные об электрических нагрузках, схема электроснабжения Райчихинской ГРЭС

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет электрических нагрузок, расчет токов КЗ, проверка электрических аппаратов, расчет релейной защиты, выбор уставок срабатывания защиты, оценка экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 приложений, 8 чертежей.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) канд.техн.наук, доцент Булгаков А.Б. (Безопасность и экологичность)

7. Дата выдачи задания 07.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, канд.техн.наук, профессор Юрий Викторович Мясоедов

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка: 126 страниц, 17 рисунков, 39 таблиц, 155 формул, 7 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ

В выпускной квалификационной работе были решены вопросы повышение надежности и эффективности системы электроснабжения собственных нужд Райчихинской ГРЭС путем автоматизации и цифровизации, включающие в себя: расчет электрических нагрузок, разработку оптимальной схемы высоковольтного электроснабжения. При реконструкции рассчитаны: токи короткого замыкания в сетях 6 и 0,4 кВ, выбрана и скомпонована однолинейная схема РУСН 6 кВ и высоковольтного оборудования. В специальной части рассмотрен перевод релейной защиты собственных нужд станции на микропроцессорную защиту. В экономической части рассмотрены вопросы влияния реконструкции на себестоимость электроэнергии на данном предприятии. В разделе безопасность и экологичность спроектирован маслоприёмник трансформатора 35 кВ, рассмотрена вероятность чрезвычайных ситуаций при ремонте и реконструкции технологического оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений.....	6
Введение.....	8
1 Климатическая и географическая характеристика района.....	10
2 Анализ существующей системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС.....	12
3 Расчёт электрических нагрузок.....	17
3.1 Порядок расчёта электрических нагрузок.....	17
3.2 Расчёт нагрузок РУСН–0,4кВ I очереди.....	24
3.3 Расчёт нагрузок РУСН – 6 кВ I очереди.....	26
3.4 Выбор трансформаторов для питания РУСН 0,4 кВ.....	27
3.5 Выбор сечения проводников 6 кВ.....	28
4 Расчёт токов короткого замыкания.....	31
5 Выбор оборудования 6 кВ.....	45
5.1 Выбор и проверка выключателей.....	47
5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ.....	50
5.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	53
5.4 Выбор предохранителей 6 кВ.....	56
5.5 Выбор шинных конструкций и изоляторов.....	57
5.6 Выбор ОПН.....	61
5.7 Выбор оборудования ГРУ–6 кВ.....	61
6 Реконструкция системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кв....	68
6.1 Выбор сечений питающей сети.....	69
6.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ.....	71
6.3 Выбор и проверка оборудования.....	78
7 Расчет надежности схемы собственных нужд РУСН-6 кВ после реконструкции.....	83
8 Замена электромеханической релейной защиты собственных нужд 1 очереди на микропроцессорные.....	88

8.1 Назначение релейной защиты.....	88
8.2 Требования к релейной защите.....	89
8.3 Элементы защиты.....	90
8.4 Преимущества микропроцессорных защит.....	91
8.5 Релейная защита асинхронного электродвигателя 6 кВ	93
9 Экономическая эффективность после реконструкции.....	103
9.1 Цель и задачи раздела.....	103
9.2 Расчет капитальных вложений.....	103
9.3 Расчет издержек.....	105
9.4 Штатная численность персонала.....	106
9.5 Расчёт заработной платы.....	107
9.6 Расчёт себестоимости распределения электроэнергии.....	108
9.7 Стоимостная оценка результатов реконструкции.....	109
9.8 Расчет экономической эффективности проекта реконструкции...	110
10 Безопасность и экологичность.....	112
10.1 Безопасность.....	112
10.2 Экологичность.....	116
10.3 Чрезвычайные ситуации.....	120
Заключение.....	124
Библиографический список.....	125
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва

ВН – высокое напряжение

Д - дымосос

ДВ – дутьевой вентилятор

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗМН – защита минимального напряжения

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КА - котлоагрегат

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЭН – конденсатный электронасос

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низкое напряжение

ОРУ – открытое распределительное устройство

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПЭН – питательный электронасос

РЗ – релейная защита

РОФ – резервный обходной фидер

РУ – распределительное устройство

РУСН – распределительное устройство собственных нужд

СН – собственные нужды

СЭС – система электроснабжения

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция 6/0,38кВ

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

ХХ – холостой ход

ЦН - циркуляционный насос

ЦЭН – цент электрических нагрузок

ШМ – шахтная мельница

ЭД - электродвигатель

ЭП - электроприемник

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос повышение надежности и эффективности системы электроснабжения собственных нужд Райчихинской ГРЭС путем ее автоматизации и цифровизации, расположенной в поселке Прогресс Амурской области.

Данное предприятие входит в группу «РусГидро»

На данном предприятии находятся в эксплуатации 4 турбоагрегата и 6 котлоагрегатов. Мощность станции равна 102 МВт.

Достигнуть конкурентоспособности станции на рынке мощностей дали многочисленные преобразования, выполненные на данном предприятии. Модернизация турбины, монтаж и установки термообессоливающей установки.

Предприятие работает почти на максимальной нагрузке, так-как тепловые станции всегда поддерживают мощности в системе, в отличии от ГЭС работающих от количество воды, поэтому тепловым станциям предъявляют высокие требования к надежности работы системы электроснабжения собственных нужд станции. В данное время, система электроснабжения (СЭС) собственных нужд (СН) первой очереди Райчихинской ГРЭС является не надежной.

Основной проблемой первой очереди является устаревшие масляные выключатели ВМГ-133 и ВБПЧ-10-20). Износ ячеек РУСН 6 кВ и панелей РУСН-0,4 кВ достиг крайней степени, т.к они просто устарели от длительного использования .

Второй недостаток неравномерная загрузка питающих элементов СН секций 1 – 5а РУСН-6 кВ. Для нормальной работы требуется изменение в схеме собственных нужд первой очереди предприятия.

Данная работа включает в себя проект (реконструкции) схемы электроснабжения собственных нужд первой очереди предприятия РУСН 6 кВ и РУСН 0,4кВ.

В данной работе были решены следующие задачи: рассчитаны электрические нагрузки системы электроснабжения СН первой очереди станции; проанализирована существующая схема СЭС СН первой очереди станции; найдены недостатки в работе поставленного оборудования, оценена необходимость его замены; рекомендовано изменения по схеме СЭС СН первой очереди станции; сделаны расчёты токов КЗ; осуществлен выбор и проверка токоведущих частей, выключателей, разъединителей, нелинейных ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов тока и напряжения; выбраны устройства релейной защиты, рассчитаны уставки срабатывания защиты; показаны экономические показатели проекта после реконструкции.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС

пгт. Прогресс стоит в долине реки Кивда, до правого берега Буреи около 8 км.

Пос. Прогресс расположен юго-западнее пос. Буря Бурейского района, расстояние по автодороге — 16 км.

От Транссибирской магистрали (от станции Буря Забайкальской железной дороги) к пос. Прогресс идёт железнодорожная линия.

В пос. Прогресс две железнодорожные станции: Амурская и Прогресс.

На территории посёлка находится Райчихинская ГРЭС.

пгт.Прогресс расположился в умеренном тепловом поясе. Климат континентальный с муссонными чертами, характеризуется холодной зимой и умеренно-теплым летом.

пгт.Прогресс располагается на Дальнем востоке. Поселок находится в умеренном тепловом поясе. Большинство дней в году в Прогрессе солнечная безветренная погода. Дожди ливневые, может пойти град.

Лето умеренно-жаркое, количество осадков небольшое. Полтора месяца лета прохладное. Вторая половина лета обычно тёплая солнечная температура достигает 35 градусов.

Осень дождливая. Зима – самый продолжительный сезон года, он длится с конца октября до конца марта – середины апреля, так как минусовая температура долго держится. Зима холодная, ветряная, с небольшим количеством осадков.

Информация по остальным климатическим показателям определена по [6, с. 777, 778] и сведена в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Климатические показатели	Расчетная величина
Район по гололеду	3
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру	3
Абсолютный минимум	- 50
Абсолютный максимум	+ 40
Средне январская температура воздуха	- 24,9
Средне июльская температура воздуха	+ 20,7
Среднегодовая температура воздуха	- 1,1
Число грозových часов в год	45
Высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПЕРВОЙ ОЧЕРЕДИ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС

Система питания собственных нужд занимает особое положение среди других потребителей энергосистемы. Так как нарушение электроснабжения механизмов собственных нужд вызывает нарушение работы не только самой станции, но и потребителей энергосистемы.

Потребители собственных нужд станции относятся к потребителям 1 категории по надежности питания и запитываются от двух независимых источников. Потребители собственных нужд 1 категории делят на ответственные и неответственные двигатели.

В котельном цехе ответственными потребителями являются дымососы, дутьевые вентиляторы. К неответственным относятся смывные и багерные насосы системы гидрозолоудаления.

К ответственным механизмам машинного отделения относятся питательные, циркуляционные и конденсатные насосы, маслонасосы турбин и генераторов, подъемные насосы газоохладителей генераторов и маслонасосы системы уплотнения вала генераторов, а к неответственным – сливные насосы регенеративных подогревателей, дренажные насосы бойлеров и насосы подпитки теплосети.

При отключении дымососов, дутьевых вентиляторов идет погасанию факела и остановке парового котла. Большое значение в технологическом цикле станции занимают питательные насосы, подающие питательную воду в паровые котлы. Мощность питательного насоса составляет 40 % мощности собственных нужд станции, т.е. несколько МВт. При отключении питательного насоса идет аварийное отключение котлов своими защитами. При отключении конденсатных и циркуляционных насосов происходит срыв вакуума турбин и их аварийному отключению.

На Райчихинской ГРЭС имеются оборудование общестанционного значения, необходимые для работы станции. К ним относят потребителей топливо приготовления и топливоподачи: дробилки, мельницы для размола

угля, мельничные вентиляторы, конвейеры и транспортеры топливоподачи и бункеров пылезавода.

Кратковременная остановка этих механизмов обычно не приводит к остановке технологического цикла производства электрической и тепловой энергии, и поэтому эти механизмы можно отнести к неответственным. В бункерах всегда имеется запас сырого угля на случай какой либо внештатной ситуации.

К общестанционным механизмам относятся насосы химводоочистки и хозяйственного водоснабжения. Большинство из них можно отнести к неответственным потребителям, так как кратковременная остановка насосов химводоочистки не должна привести к аварийному режиму в снабжении водой котельных агрегатов.

К электроприемникам общестанционного назначения относятся также резервные возбудители, противопожарные насосы, компрессоры воздушных магистралей, крановое хозяйство, часть электрического освещения, мастерские, зарядные устройства аккумуляторных батарей, потребители открытого распределительного устройства и объединенного вспомогательного корпуса. Большинство этих потребителей можно назвать как неответственные.

Ответственными являются некоторые из вспомогательных механизмов электрической части станции: двигатели охлаждения мощных трансформаторов, осуществляющие обдув маслоохладителей и принудительную циркуляцию масла. При работе генератора резервный возбудитель относится к ответственному механизму собственных нужд.

Все перечисленные механизмы питаются от РУСН 1 очереди. Ниже приведено описание существующей схемы электроснабжения собственных нужд.

РУСН-6 кВ имеет 6 секций, соединённых попарно секционными связями СМВ-1, СМВ-2, СМВ-3 через шинные разъединители и масляные выключатели ВМГ-133-10/600. Рабочее питание секций 1, 3, 5

осуществляется по ФСН-1, 2, 3 от рабочей системы шин секций 1, 2, 3 ГРУ-6кВ через шинные разъединители, включенные головные масляные выключатели, кабельные перемычки, включенные масляные выключатели и шинные разъединители рабочего питания секций 1, 3, 5.

Резервное питание РУСН-6кВ выполнено резервным обходным фидером РОФ-1, включенным через шинный разъединитель на рабочую систему шин секции-1 ГРУ-6кВ. Вводной масляный выключатель и линейный разъединитель РОФ-1 находятся в нормально включенном положении, а масляные выключатели резервного питания секций 2, 4, 5А РУСН-6кВ, оборудованные АВР в нормально выключенном. Шинные разъединители резервного питания находятся во включенном положении и при потере рабочего питания масляные выключатели резервного питания включаются по АВР и подают питание на оставшиеся без рабочего питания секции.

РУСН-0,4 кВ имеет 7 секций, соединённых между собой попарно включенными секционными автоматами типа А-2050 и рубильниками. Рабочее питание осуществляется от шин РУСН-6 кВ секций – 1, 3, 4, 5А через включенные масляные выключатели ТСН-560 кВА № 1, 2, 3, 4, автоматы и рубильники рабочего питания на секции 1, 3А, 4, 6. Резервная система шин запитана через РТСН-1 от секции-5 РУСН-6 кВ, в нормальном режиме резервная система шин находится под напряжением. Автоматы резервного питания, оборудованные АВР в нормальном, режиме на секциях отключены, а рубильники резервного питания включены на шины секций 2, 3Б, 5, 7 и на резервную систему шин. Секция-3 разделена на две полусекции 3А и 3Б секционированных между собой только секционным рубильником, так как от полусекций запитаны в основном сборки, которые закольцованы между собой.

К недостаткам данной схемы следует отнести большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей. Существенным недостатком является использование разъединителей в

качестве оперативных аппаратов. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями при оперативных переключениях.

Резервная реактированная линия РОФ-1 присоединена к той же секции ГРУ – 6 кВ, от которой питается резервируемая ею линия рабочего питания. В соответствии с нормами технического проектирования каждая из секций попарно присоединяются к отдельному источнику рабочего питания, при этом каждая секция должна иметь свои рабочий и резервный вводы, чего в существующей схеме нет.

Таблица 2 - Технические характеристики выключателей, установленных в РУ

Наименование РУ	Тип Выключателя	Номинальное Напряжение, кВ.	Ном. ток, Iн, А	Ток откл. кА, Iотк	Тип Привода
ГРУ- 6 кВ	МГГ-10	10	600	30	ПЭ-21
РУСН-6 кВ	ВМГ-133	10	60	11,6	ПС-10
РУСН-6 кВ	ВБПЧ-10-20	10	1000	20	Пружинно-моторн.

Таблица 3 – Технические данные приводов МВ

Наименование РУ	Тип МВ	Тип привода	Номин. Ток Включ. С.В. (А)	Ток Плавной Вставки (А)
ГРУ-6	МГГ-10	ШПЭ-2	80	35
РУСН-6	ВМГ-133	ПС-10	97,7	35

Масляные выключатели типа МГГ – 10.

Предназначен для внутренних установок переменного тока 10 кВ. Относится к малообъемным масляным выключателям.

Выключатели этого типа изготавливались на напряжение 10кВ, с номинальными токами 2000 и 3000 А.

Расшифровка

М- Масляный

Г-Горшковый

Г –Генераторный

Выключатель типа ВМГ -133

Масляные выключатели предназначены для коммутации под нагрузкой трехфазного тока напряжением до 10 кВ. Выключатели применяются для внутренней установки а ЗРУ и на ячейке КСО.

Выключатели маломасляные горшковые ВМГ-133

Расшифровка

В- Выключатель

М-Масляный

Г –Генераторный

Выключатели ВБПЧ -10-20.

Высоковольтные вакуумные со встроенными пружинно моторными приводами предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в промышленных и сетевых установках с частыми коммутациями, работает в сетях трехфазного переменного тока напряжением до 10 кВ включительно. С изолированной или заземленной через дугагосящий реактор нейтралью.

Расшифровка

ВБ- Выключатель вакуумный

П-Вид привода(пружинно-моторный)

Ч –Для частых коммутаций

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Порядок расчета электрических нагрузок

Для реконструкции системы электроснабжения 1 очереди собственных нужд Райчихинской ГРЭС необходимо рассчитать электрические нагрузки. По значениям электрических нагрузок выбираем и проверяем электрооборудование системы электроснабжения, определяем потери мощности и электроэнергии. От правильного расчета нагрузок зависят капитальные расходы в систему электроснабжения, эксплуатационные расходы и надежность работы электрооборудования. В практике проектирования систем электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок, в данном случае для расчетов мы воспользуемся методом коэффициента использования.

Порядок расчета.

В качестве исходных данных выбираем значения коэффициентов использования K_i и t_g для электроприемников.

Руководствуясь [5] резервные электроприемники, сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, работающие не долгое время (пожарные насосы, задвижки, вентили и подобные им электроприемники), при вычислении расчетной мощности не учитываются.

Для многодвигательных приводов предусматриваются все работающие в одно время электродвигатели данного привода. При одновременном включении двигателей (с одинаковым режимом работы), они учитываются как один ЭП номинальной мощности, сумме равной номинальных мощностей работающих в одно время электродвигателей.

$$P_{\text{ном}}_{\text{ПВ}=100\%} = P_{\text{факт.}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (1)$$

где ПВ - продолжительность включения,

$P_{\text{факт}}$ - суммарная номинальная мощность одновременно включаемых электродвигателей с идентичным режимом работы.

К таким приемникам относятся:

- кран-балка котельного цеха с ПВ=0,4

$$P_{\text{НОМ}}^{\text{ПВ}=100\%} = (35 + 21) \cdot \sqrt{0,4} = 35,4 \text{ кВт};$$

- кран-балка турбинного цеха с ПВ=0,4

$$P_{\text{НОМ}}^{\text{ПВ}=100\%} = (22 + 45) \cdot \sqrt{0,4} = 42,4 \text{ кВт};$$

Сварку рассчитываем по полной мощности;

$$P_{\text{НОМ}}^{\text{ПВ}=100\%} = S_{\text{ПВ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \cdot \cos \varphi; \quad (2)$$

$S_{\text{ПВ}}$ – паспортные данные сварочного трансформатора.

ПВ- продолжительность включения

Для одного сварочного трансформатора, включенного на линейное напряжение

$$P_{\text{НОМУ}} = \sqrt{3} \cdot P_{\text{НМФ}} \quad (3)$$

$P_{\text{НМФ}}$ – номинальная мощность максимально загруженной фазы;

$P_{\text{НОМУ}}$ – условная трёхфазная мощность.

Произведём расчёт мощности для сварочного трансформатора ВДМ 1201;

$$P_{\text{НОМ}}^{\text{ПВ}=100\%} = 96 \cdot \sqrt{0,6} \cdot 0,53 = 39,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{НОМУ}} = \sqrt{3} \cdot 39,4 = 68,2 \text{ кВт};$$

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения собственных нужд выполняем для характерных мест присоединения приемников электроэнергии, т.е. по секциям.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок электроприемников РУСН – 6 кВ 1 очереди

Ячейка №	Присоединение	n	P	P _Σ
		шт	кВт	кВт
1	2	3	4	5
СЕКЦИЯ № 1				
2,3	Сетевой насос СЭН – 3,6	2	200	400
4	Питательный насос ПЭН – 1	1	630	630
5,7,9	Шахтная мельница ШМ – 1 А, Б, В	3	250	750
6	Резервный возбудитель № 1	1	310	310
8	Трансформатор освещения № 1 (400/6)	1		
11	Дымосос – 1	1	315	315
СЕКЦИЯ № 2				
17,19,21	Шахтная мельница ШМ – 2 А, Б, В	3	200	600
18	Сетевой насос СЭН – 5	1	200	200
20	Пожарный насос № 1	1	500	500
23	Дымосос – 2	1	315	315
СЕКЦИИ № 3				
29,31,33	Шахтная мельница ШМ – 3 А, Б, В	3	200	600
30	Питательный насос ПЭН – 2	1	500	500
32	Трансформатор освещения № 2 (400/6)	1		
35	Дымосос – 3	1	315	315
37	Сетевой насос СЭН – 2	1	320	320
СЕКЦИЯ № 4				
41,43,45	Шахтная мельница ШМ – 4 А, Б, В	3	200	200
47	Дымосос – 4	1	315	315
48	Сетевой насос СЭН – 4	1	400	400
СЕКЦИЯ № 5				
52	Питательный насос ПЭН – 3	1	700	700

1	2	3	4	5
54	Сетевой насос СЭН – 1	1	300	300
СЕКЦИЯ № 5А				
65	Циркуляционный насос ЦН – 2	1	1600	1600

Таблица 5 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок электроприёмников РУСН – 0,4 кВ 1 очереди

№ п/п	Присоединение	n	P	ΣP
		шт	кВт	кВт
1	2	3	4	5
СЕКЦИЯ № 1				
1	Дутьевой вентилятор – 1	1	160	160
2	Обдувка трансформатора связи № 1 15000кВА	8	0,4	3,2
3	Насос осветлённой воды – 2	1	75	75
4	Насос сырой воды – 1	1	55	55
5	Насос охлаждения механизмов – 3	1	75	75
СЕКЦИЯ № 2				
6	Дутьевой вентилятор – 2	1	155	155
7	Перекачивающий насос – 1	1	140	140
8	Шламовый насос – 2	1	102	102
9	Трансформатор задвижек – 1	1		
10	Конденсатный – 5А ВОУ	1	30	30
11	Подпиточный насос – 1	1	55	55
12	Эжектирующий насос – 1	1	90	90
13	КНСП №1	1	75	75
ПОЛУСЕКЦИЯ № 3А				

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
14	Перекачивающий насос – 2	1	75	75
15	Насос осветлённой воды – 1	1	55	55
16	Мостовой кран машинного зала	1	72	72
17	Мостовой кран котельного цеха	1	72	72
18	Смывной насос – 1	1	75	75
19	Трансформатор задвижек – 3	1		
20	Сборка мастерской электро цеха	1		
21	Сборка машинного зала – 2	1		
22	Сборка химводоочистки – 1	1		
23	Сборка котельного цеха – 1	1		
24	Сборка вентиляции – 1А	1		
ПОЛУСЕКЦИЯ № 3Б				
25	КНСП №2	1	75	75
26	Шламовый насос – 1	1	40	40
27	Смывной насос – 2	1	75	75
28	Сборка осветлителя	1		
29	Трансформатор задвижек – 2	1		
30	Сборка сварки кот.цеха	1		
31	Сборка вентиляции – 1	1		
32	Сборка ХВО – 2	1		
33	Сборка машинного зала – 1	1		
34	Сборка котельного цеха – 2	1		
СЕКЦИЯ № 4				
35	Дутьевой вентилятор – 3	1	155	155
36	Насос охлаждения механизмов – 4	1	75	75
37	Насос охлаждения механизмов – 2	1	55	55

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
38	Конденсатный насос– 5Б ВОУ	1	30	30
39	Насос сырой воды – 2	1	36	36
40	Конвейер – 4 А	1	75	75
41	Перекачивающий насос – 3	1	75	75
42	Маслонасос т/г – 5	1	20	20
СЕКЦИЯ № 5				
43	Сборка ЦСМ	1		
44	Конвейер – 4 Б	1	75	75
45	Дутьевой вентилятор – 4	1	155	155
46	Воздушный оазис т/г – 3	1		
СЕКЦИЯ № 6				
47	Сварочный аппарат ВДМ – 1201			
48	Насос сырой воды – 4	1	40	40
1	2	3	4	5
49	Конденсатный насос – 4А	1	30	30
50	Сборка мастерской т/ц			
СЕКЦИЯ № 7				
51	Обдувка ТР-РА связи № 2 15000кВА	8	0,7	5,6
52	Насос охлаждения механизмов – 1	1	75	75
53	Насос сырой воды – 3	1	40	40
54	Эжектирующий насос – 2	1	200	200
55	Конденсатный насос – 4Б	1	30	30
56	Подпиточный насос – 4	1	55	55

Определяем средние мощности:

- активная

$$P_{\text{ср}} = \sum_1^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i}; \quad (4)$$

- реактивная

$$Q_{\text{ср}} = \sum_1^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i} \cdot \text{tg} \varphi_i; \quad (5)$$

где $P_{\text{ном}i}$ - номинальная мощность i -го электроприемника характерной категории;

$K_{\text{и}i}$ - коэффициент использования i -го электроприемника;

$\text{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности i электроприемника.

Определяется эффективное число электроприемников $n_{\text{эф}}$:

$$n_{\text{эф}} = \frac{2 \cdot \sum_i P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном.max}}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{ном.max}}$ - номинальная мощность наиболее мощного электроприемника группы;

n – фактическое число электроприемников.

Если $n_{\text{эф}} > n$, то принимается $n_{\text{эф}} = n$.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum P_{\text{ср}}}{\sum P_{\text{ном}}}. \quad (7)$$

Определяется коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от $K_{\text{и.ср}}$ и $n_{\text{эф}}$. Для распределительных сетей напряжением до 1 кВ $K_{\text{р}}$ принимается по таблице 4.1 [5].

Определяются расчетная активная и реактивная мощности:

-активная

$$P_p = K_p \cdot P_{cp}, \quad (8)$$

- реактивная

для сетей напряжением до 1 кВ:

$$\text{при } n_{\text{эф}} \leq 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp},$$

$$\text{при } n_{\text{эф}} > 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = Q_{cp},$$

для трансформаторов:

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp}, \quad (9)$$

где $K_p < 1$.

3.2 Расчёт нагрузок РУСН–0,4кВ 1 очереди

В качестве примера приведем подробный расчет электрических нагрузок для секции №5, остальные секции рассчитываются аналогично, результат расчета нагрузок сводим в таблицу 6.

Секция № 5

1. Конвейер – 4Б, $P_{уст} = 75 \text{ кВт}$, по [6] находим

$$K_{и} = 0,75, \quad \text{tg } \varphi = 0,61.$$

Рассчитаем P_{cp} и Q_{cp} по следующим формулам:

$$P_{cp} = K_{и} \cdot P_{уст} = 0,75 \cdot 75 = 56,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \text{tg } \varphi = 56,25 \cdot 0,61 = 34,31 \text{ кВАР}$$

2. Дугтовой вентилятор, $P_{уст} = 155 \text{ кВт}$, по [5] находим

$$K_{и} = 0,75, \quad \text{tg } \varphi = 0,61.$$

Рассчитаем P_{cp} и Q_{cp} по следующим формулам:

$$P_{cp} = K_{и} \cdot P_{уст} = 0,75 \cdot 155 = 116,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \text{tg } \varphi = 116,25 \cdot 0,61 = 70,91 \text{ кВАР}$$

Суммируем P_{cp} и Q_{cp} для всех присоединений секции:

$$P_{cp \Sigma} = 172,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp\Sigma} = 105,2 \text{ кВАР}$$

Определяется средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{и.ср} = \frac{172,5}{230} = 0,75$$

Определяется эффективное число электроприемников:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot 230}{155} = 2,97$$

K_p принимается по таблице 4.1 [5]. $K_p = 1,14$

Определяем расчетную активную и реактивную мощности:

$$\text{активная } P_p = K_p \cdot P_{ср} = 196,65 \text{ кВт}$$

$$\text{реактивная } Q_p = K_p \cdot Q_{ср} = 119,96 \text{ кВАР}$$

Остальные секции рассчитываются аналогично.

Далее производим расчёт электрических нагрузок для всех секций РУСН-0,4кВ первой очереди, результаты расчетов заносим в Приложение А

Таблица 6 – Сводная таблица расчета электрических нагрузок для выбора трансформатора собственных нужд и питающей сети РУСН – 0,4 кВ 1 очереди

№ Секций	Средняя мощность секции		Расчётная мощность	
	$P_{ср}, \text{кВт}$	$Q_{ср}, \text{кВАР}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАР}$
Секция – 1	257,74	181,4	234,54	165,12
Секция – 2	405,16	278,9	368,70	253,79
Полусекция – 3А	244,3	172	219,87	154,79
Полусекция – 3Б	139,33	91,5	129,58	85,09
Секция – 4	374,46	250,4	340,77	227,89
Секция – 5	172,5	105,2	172,50	105,23
Секция – 6	52,5	32,03	50,93	31,06
Секция – 7	287,3	197,8	278,68	191,83
ИТОГО	1933,30	1309	1795,6	1214,79

3.3 Расчёт нагрузок РУСН – 6 кВ 1 очереди

Расчёт нагрузок РУСН – 6 кВ производится аналогично расчёту нагрузок РУСН – 0,4 кВ, но согласно [5] $K_p = 1$ поэтому $P_p = P_{cp}$. Рассчитаем секции РУСН – 6 кВ и данные сведём в Приложение Б. Полученные результаты заносим в сводную таблицу № 7.

Таблица 7 – Сводная таблица расчета электрических нагрузок для выбора трансформатора собственных нужд и распределительной сети РУСН – 6 кВ I очереди

№ Секций	Расчётная мощность	
	P_p , кВт	Q_p ,кВАР
Секция – 1	2406,25	1637,09
Секция – 2	842	631,5
Секция – 3	1935,45	1295,32
Секция – 4	1355,27	964,61
Секция – 5	744	423,94
Секция – 5А	1529,61	1122,89
ИТОГО	8812,568	6075,3

Таблица 8 – Сводная таблица расчета электрических нагрузок ГРУ -6кВ

№ Секций	Расчётная мощность	
	P_p , кВт	Q_p ,к Вар
Секция – 1	3248,25	2268,59
Секция – 2	3290,72	2259,93
Секция – 3	2273,61	1546,83

В результате проведенных расчетов суммарная нагрузка собственных нужд равна $P_{\Sigma} = 8812,568$ кВт, $Q_{\Sigma} = 6075,3$ кВАр

3.4 Выбор трансформаторов для питания РУСН 0,4 кВ

Один трансформатор на подстанции рекомендуется использовать при наличии приемников электроэнергии, либо при перерыве электроснабжения на время доставки запасного трансформатора(резервного), либо при резервировании, от линий низшего напряжения от соседних ТП, т. они допустимы для потребителей III и II категорий и при наличии в сети 380-660 В (до 20%) потребителей I категории. При нагрузках II категории и наличии запасного трансформатора, и нагрузках III категории = 0,9 – 0,95, в данном случае принимаем 0,9. Так как на станции присутствует запасной трансформатор собственных нужд и резервная система шин для питания секций № 1-2, 3А-3Б, 4-5, 6-7 РУСН - 0,4 кВ.

Мощность трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, питающих РУСН–0,4 кВ первой очереди (секции 1–7), можно выбрать по условию:

$$S_{T.ном} \geq S_p, \quad (10)$$

где $S_{T.ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

S_p – расчётная мощность нагрузки трансформатора (таблица 8).

Так для трансформатора ТСН–1 должно выполняться:

$$S_{ТСН1} \geq S_{1-2с.р}=734,44 \text{ кВА.}$$

В настоящее время в качестве трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ установлены трансформаторы типа ТС–560/6/0,4, которые находятся в эксплуатации с 1964 года и более не выпускаются. Следовательно, в связи с износом трансформаторов ТС–560/6/0,4 они подлежат замене. В качестве ТСН–1 устанавливаем трансформаторы, трёхфазные сухие защищённые – ТСЗ–1000/6/0,4.

Проверяем загрузку трансформатора ТСН-1 в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{T.ном}}; \quad (11)$$

$$K_{31} = \frac{734,44}{1000} = 0,73.$$

Данный уровень загрузки близок к оптимальному, обеспечивающему максимальный коэффициент полезного действия.

Аналогичным образом выбираются остальные трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ, результаты сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ

ТСН	Потребитель	S_p , кВА	Трансформатор	K_3
ТСН–1	секция 1 РУСН–0,4 кВ	734,44	ТСЗ–1000/6/0,4	0,73
ТСН–2	секция 3А РУСН–0,4 кВ	423,91	ТСЗ–630/6/0,4	0,67
ТСН–3	секция 4 РУСН–0,4 кВ	612,01	ТСЗ–1000/6/0,4	0,61
ТСН–4	секция 6 РУСН–0,4 кВ	397,97	ТСЗ–630/6/0,4	0,63

Резервный трансформатор, питающийся от секции №5 РУСН – 6 кВ, должен нести нагрузку любого из трансформаторов, вышедшего из строя. Исходя из сказанного, выбираем резервный трансформатор марки ТСЗ – 1000/6.

Проверка трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ на допустимую перегрузку не производится, так как резервирование питания собственных нужд 0,4 кВ обеспечивается РТСН–1, работающим на резервную систему шин РУСН–0,4 кВ.

3.5 Выбор сечения проводников 6 кВ

Выберем сечения кабелей для питающей сети собственных нужд 6 кВ.

Сечения кабелей выбираются по термической стойкости, механической прочности, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах в линии.

Для выбора сечений по нагреву необходимо определить расчетный ток. Для нескольких работающих линий параллельно принимают ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия отключилась. По справочным данным по расчетному току определяем ближайшее большее стандартное значение.

При выборе сечений кабельных линий учитывают допустимые кратковременные перегрузки.

При выборе сечений кабельных линий учитывают допустимые кратковременные перегрузки.

Расчетные токи нагрузок для послеаварийного режима рассчитываем по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (12)$$

где S_p – Расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (13)$$

где P_p и Q_p по таблице 9.

$$I_{p1-3} = \frac{\sqrt{2406,25^2 + 1637,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 280 \text{ А.}$$

Принимаем сечение 240 мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп} = 390 \text{ А}$ [5]. Для остальных кабелей выбор сечения аналогичен.

Результаты расчета приведены в табл. 10.

Таблица 10 – Расчетные сечения кабелей

Узлы сети, соединяемые кабелем	Расчетный ток, кА	Сечение одной жилы кабеля, мм ²	Марка кабеля	Длительно допустимый ток, А
1	2	3	4	5
1-3	0,280	185	АПВБВ-6	320
2-4	0,280	185	АПВБВ-6	320
1-5	0,357	240	АПВБВ-6	390
2-6	0,357	240	АПВБВ-6	390
2-7	0,275	185	АПВБВ-6	320
1-8	0,275	185	АПВБВ-6	320

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
3-9	0,065	25	АПвБВ-6	70
5-10	0,058	25	АПвБВ-6	70
6-11	0,058	25	АПвБВ-6	70
8-12	0,033	16	АПвБВ-6	50
Резерв	0,065	25	АПвБВ-6	70

Расшифровка кабеля АПвБВ:

А - Алюминиевая токопроводящая жила

Пв - Изоляция жил из сшитого полиэтилена

Б - Броня из двух стальных лент

В - Оболочка из поливинилхлоридного пластика

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора оборудования необходим расчет токов короткого замыкания. Расчет токов производим приближенным методом в относительных единицах. Параметры схемы замещения определяются для каждого элемента электрической сети. Расчётная схема изображена на рисунке 1. Исходные данные для расчета элементов схемы замещения по [6] приведены в Приложение В.

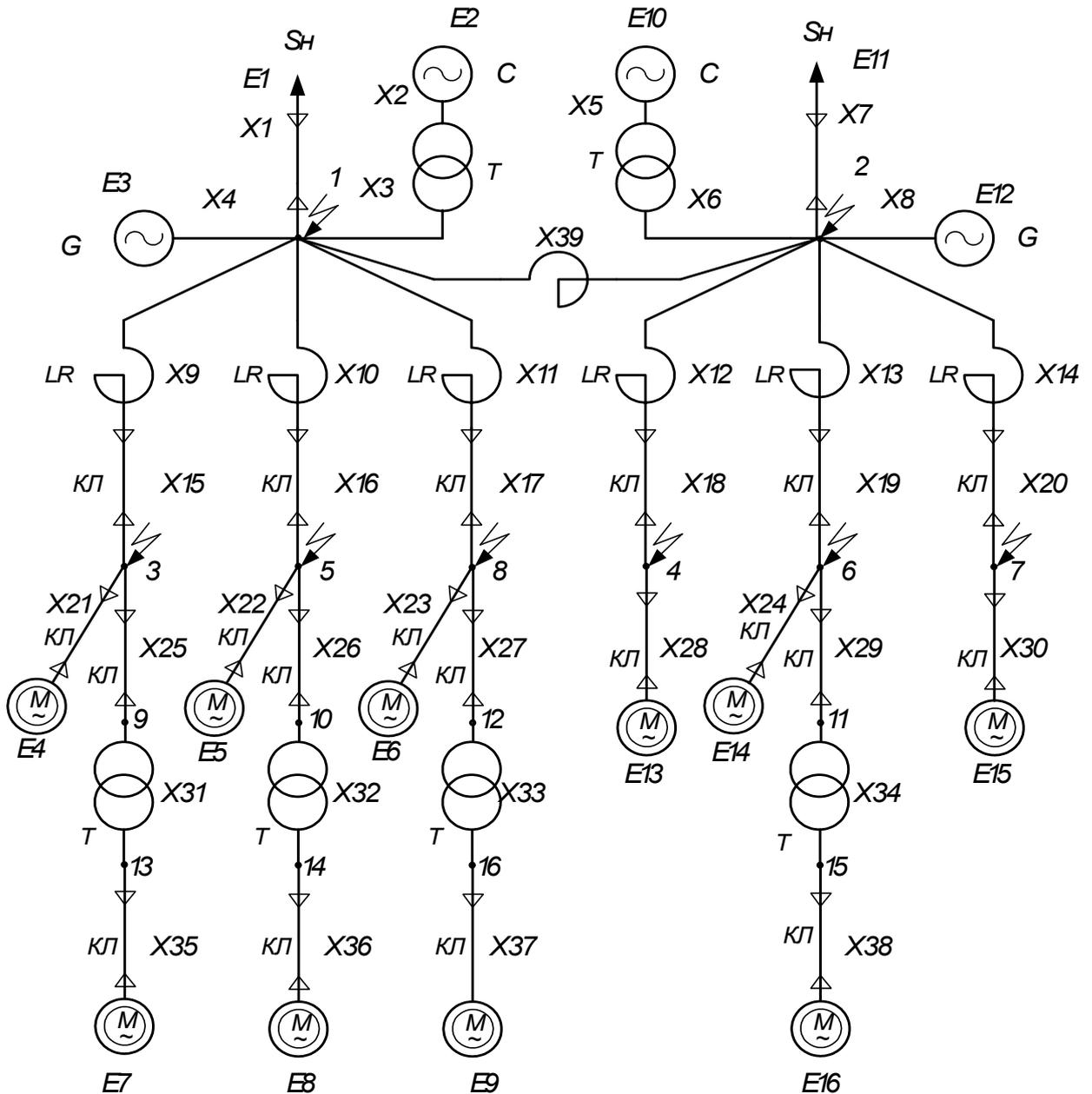


Рисунок 1- Расчётная схема токов КЗ

Для расчёта токов короткого замыкания составим схему замещения (рисунок 2).

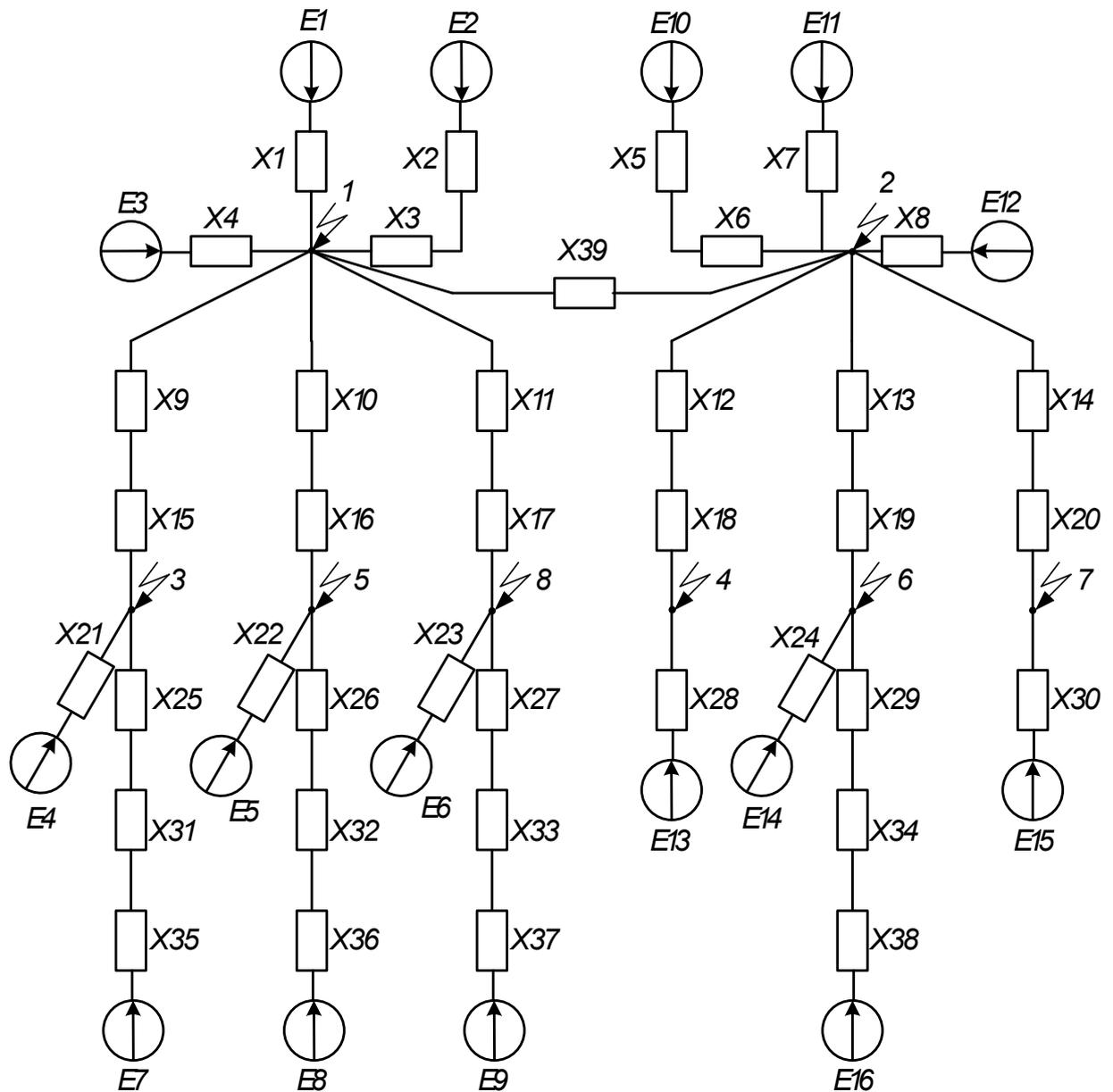


Рисунок 2-Схема замещения для расчета токов КЗ

Принимаем базисную мощность $S_b=100$ МВА, базисные ступени напряжения из среднего ряда напряжений $U_1=0,4$ кВ, $U_2=6,3$ кВ, $U_3=37$ кВ.

Генераторы:

$$E_{Г*}'' = \sqrt{(X_{d*}'' \cdot \cos \varphi)^2 + (1 + X_{d*}'' \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (14)$$

$$E_3 = \sqrt{(0,117 \cdot 0,8)^2 + (1 + 0,117 \cdot 0,6)^2} = 1,074.$$

$$X_{Г*}'' = X_{d*}'' \cdot \frac{S_B \cdot \cos \varphi}{P_{ном}} \quad (15)$$

$$X_4 = 0,117 \cdot \frac{100 \cdot 0,8}{12} = 0,78$$

Нагрузка, согласно [15]:

$$E_{H*}'' = 0,85$$

$$X_{H*}'' = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{расч}} \quad (16)$$

$$X_1 = 0,35 \cdot \frac{100}{1,951} = 17,940$$

Трансформаторы:

$$X_{Т*} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} \quad (17)$$

$$X_3 = \frac{14}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,4$$

Кабельные линии:

$$X_{Л*} = X_{Л} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (18)$$

$$X_{15} = 0,019 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,048$$

Реакторы:

$$X_{P*} = X_P \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (19)$$

$$X_9 = 0,364 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,917$$

Система. Так как данные о мощности системы неизвестны, то принимаем мощность системы по отключающей мощности выключателя, согласно [12]:

$$E_{C*} = 1$$

$$X_{C*} = 100/875 = 0,114$$

Расчет остальных параметров аналогичен. Полученные при расчете параметры элементов сети сведем в Приложение Г.

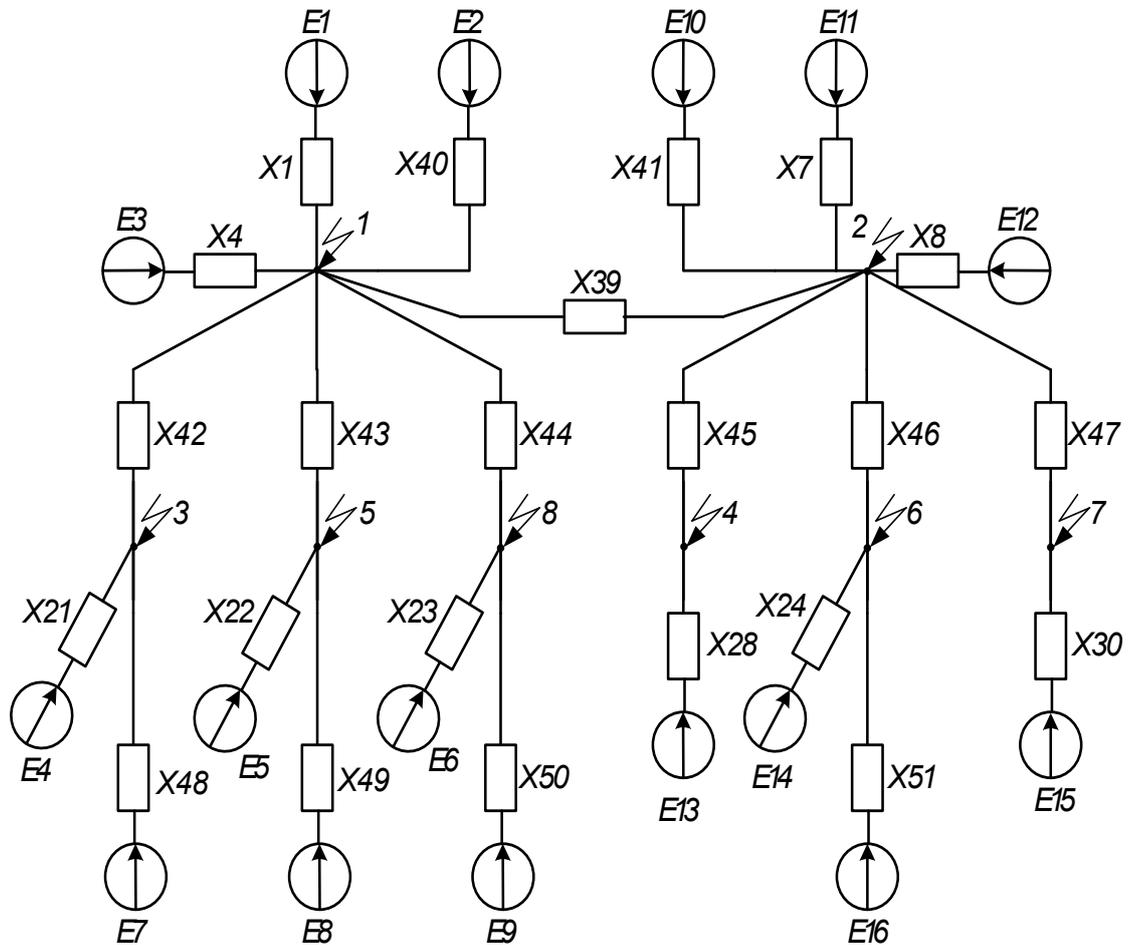


Рисунок 3-Упрощенная схема замещения для расчета токов КЗ

Упростим схему замещения, сложив последовательные элементы. Например, для ветви реактор-кабель:

$$X_{42} = X_9 + X_{15} \quad (20)$$

$$X_{42} = 0,917 + 0,048$$

Расчитанные параметры сведем в таблицу 1

Таблица – 11 Параметры упрощенной схемы замещения

Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.	Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.
1	2	3	4
X40	1,514	X43	0,957
X41	0,989	X44	0,972
1	2	3	4
X42	0,965	X45	0,945
X46	0,947	X49	63,138
X47	0,960	X50	62,879
X48	68,350	X51	105,513

Преобразуем параллельные ветви, заменяя каждую пару одной с эквивалентным сопротивлением и эквивалентной ЭДС. По [12] допускается объединять между собой две ветви содержащие нагрузку, ветви содержащие источники которые находятся электрически удаленно от нагрузки. ЭДС гидрогенераторов и ЭДС системы. Например для ветвей содержащих асинхронные двигатели:

$$X_{52} = \frac{X_{21} \cdot X_{48}}{X_{21} + X_{48}} \quad (21)$$

$$X_{52} = \frac{17,940 \cdot 68,350}{17,940 + 68,350} = 14,210$$

$$E_{17} = \frac{X_{21} \cdot E_4 + X_{48} \cdot E_7}{X_{21} + X_{48}} \quad (22)$$

$$E_{17} = \frac{17,940 \cdot 0,85 + 68,350 \cdot 0,85}{17,940 + 68,350} = 0,85$$

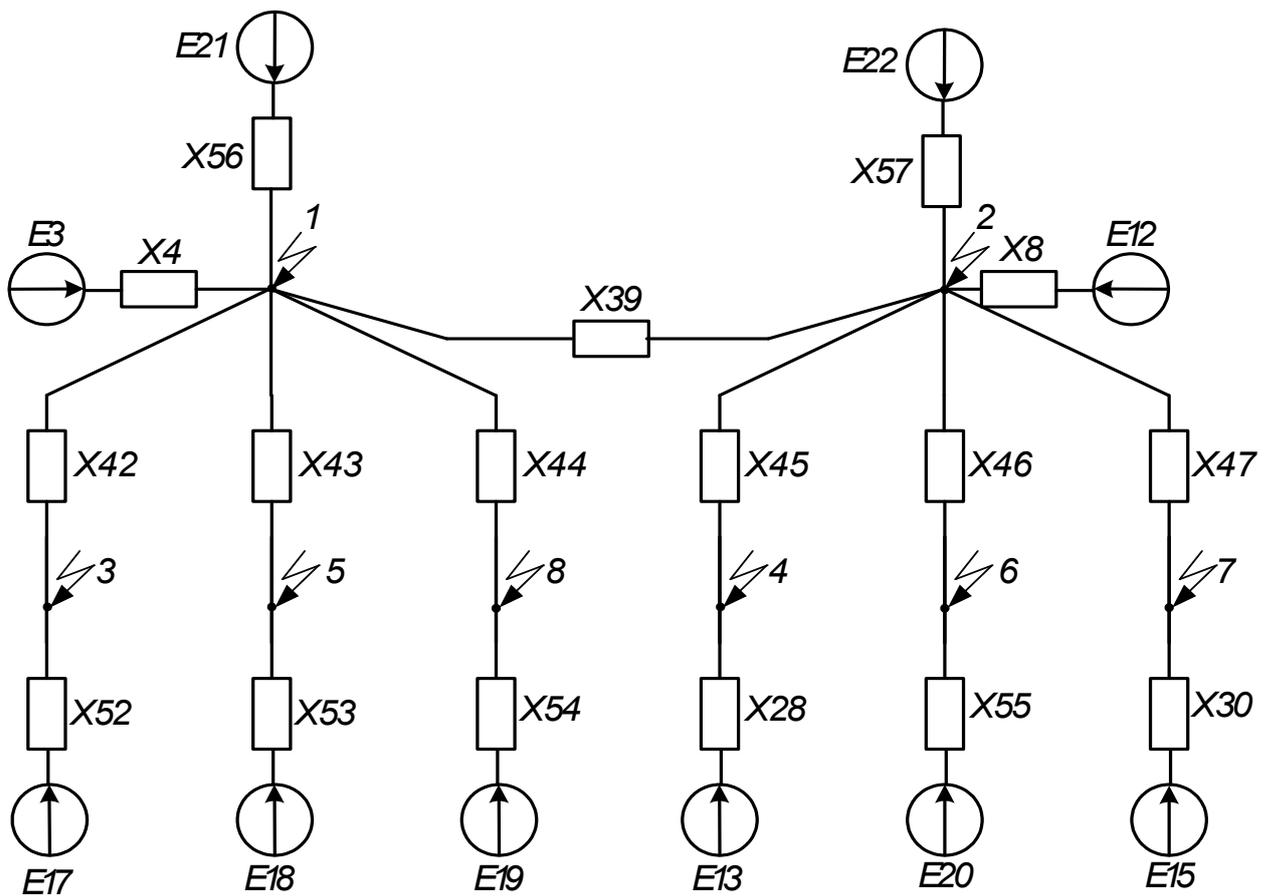


Рисунок 4 - Преобразование параллельных ветвей

Для остальных параллельных ветвей расчет аналогичен. Результаты расчета сведем в таблицу 12.

Таблица – 12 Результаты преобразования параллельных ветвей

Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.	Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.
X52	14,210	E17	0,85
X53	17,872	E18	0,85
X54	16,229	E19	0,85
X55	25,515	E20	0,85
X56	1,398	E21	1
X57	0,872	E22	0,999

Рассчитаем токи КЗ для точки 1. Складывая последовательные сопротивления, например, для ветви содержащей X42 и X52:

$$X_{58} = X_{42} + X_{52} \quad (23)$$

$$X_{58} = 0,965 + 14,210$$

Схему приводим к виду:

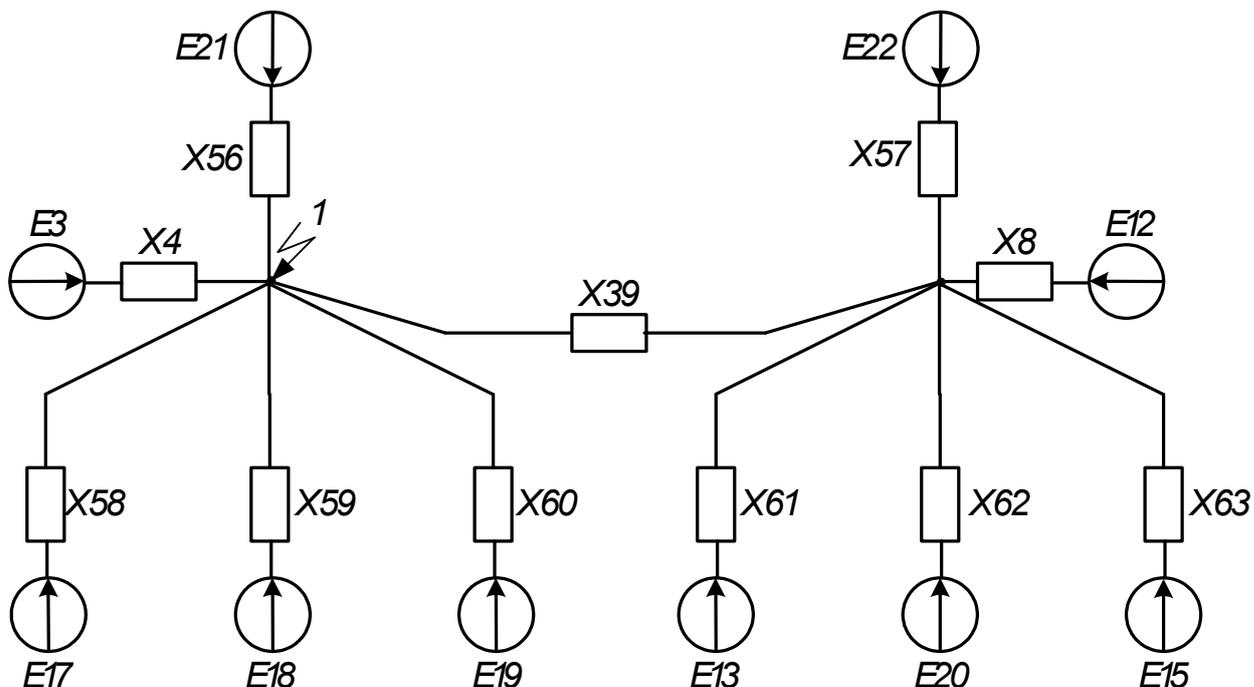


Рисунок 5- Преобразование последовательных сопротивлений

Результаты расчета приведены в таблице 13.

Таблица – 13 Параметры схемы замещения после сложения последовательных сопротивлений

Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.	Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.
X58	15,175	X61	42,861
X59	18,825	X62	26,462
X60	17,207	X63	40,286

Преобразуем параллельные ветви, содержащие нагрузку, и приводим схему к виду:

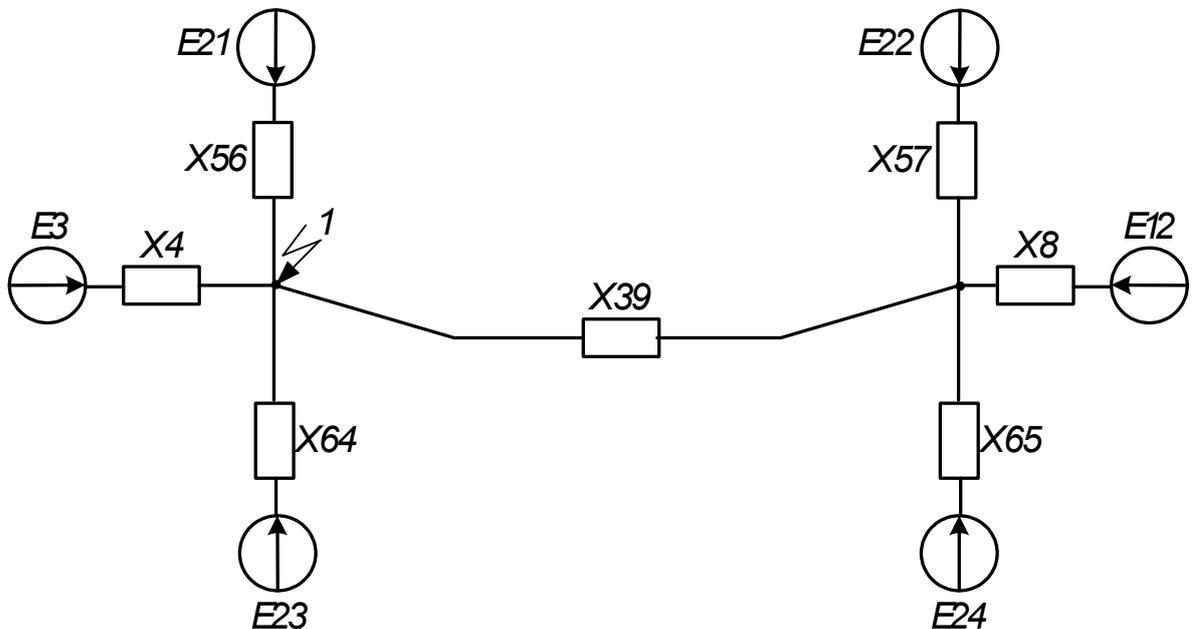


Рисунок 6 - Эквивалент после преобразование параллельных ветвей

$$X_{64} = \frac{1}{1/X_{58} + 1/X_{59} + 1/X_{60}}, \quad (24)$$

$$X_{64} = \frac{1}{1/15,175 + 1/18,825 + 1/17,207} = 5,645,$$

$$X_{65} = \frac{1}{1/X_{61} + 1/X_{62} + 1/X_{63}}, \quad (25)$$

$$X_{65} = \frac{1}{1/42,861 + 1/26,462 + 1/40,286} = 11,636,$$

Далее методом коэффициентов распределения тока приводим схему к виду:

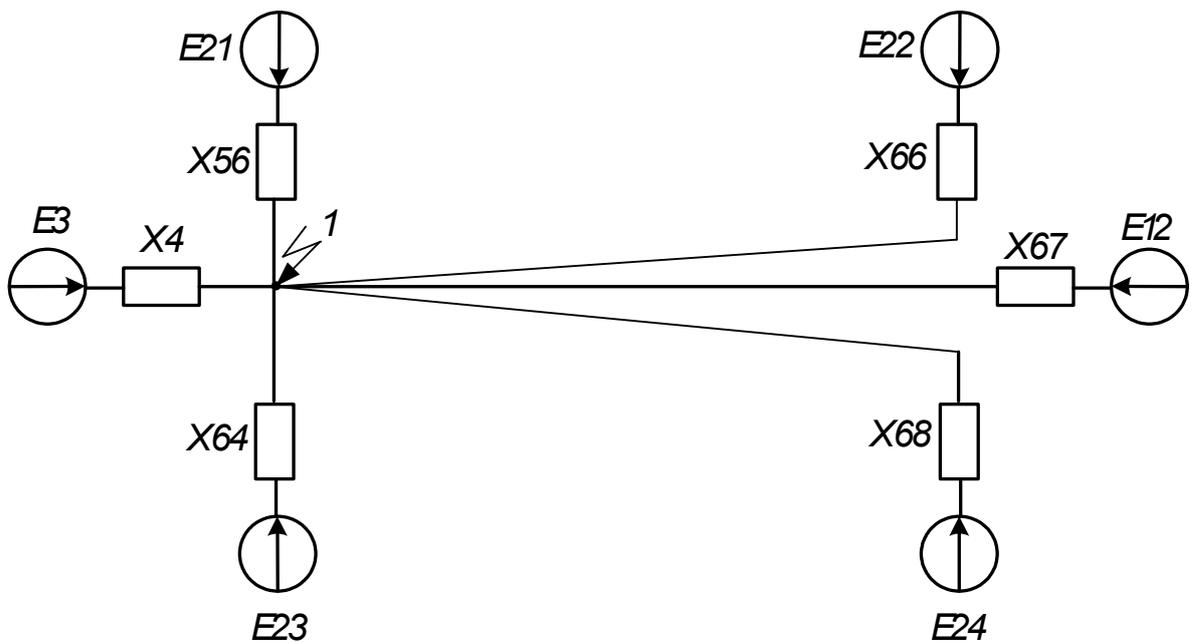


Рисунок 7- Преобразование методом коэффициентов распределения

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_{57}} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_{65}}}, \quad (26)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{0,872} + \frac{1}{0,78} + \frac{1}{11,636}} = 0,086,$$

$$C_i = \frac{X_i}{X_{\Sigma}}, \quad (27)$$

$$C_1 = \frac{0,086}{0,872} = 0,099,$$

$$C_2 = \frac{0,086}{0,78} = 0,110,$$

$$C_3 = \frac{0,086}{11,636} = 0,007,$$

$$X' = X_{\Sigma} + X_{39}, \quad (28)$$

$$X' = 0,086 + 0,917 = 1,003,$$

$$X_i = \frac{X'}{C_i}, \quad (29)$$

$$X_{66} = \frac{1,003}{0,099} = 10,131,$$

$$X_{67} = \frac{1,003}{0,110} = 9,118,$$

$$X_{68} = \frac{1,003}{0,007} = 143,286.$$

Преобразуем параллельные ветви, содержащие равнозначные источники питания. Например, ветви содержащие нагрузку:

$$E_{25} = E_{23} = E_{24} = 0,85,$$

$$X_{69} = \frac{X_{64} \cdot X_{68}}{X_{64} + X_{68}} \quad (30)$$

$$X_{69} = \frac{5,645 \cdot 143,286}{5,645 + 143,286} = 5,431$$

Для остальных ветвей определяем параметры аналогично.

Результаты расчета сведем в таблицу 14.

Таблица – 14 Параметры схемы замещения после преобразования параллельных ветвей

Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.	Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.
X69	5,431	E25	0,85
X70	0,718	E26	1,074
X71	1,228	E27	1

Схема принимает вид:

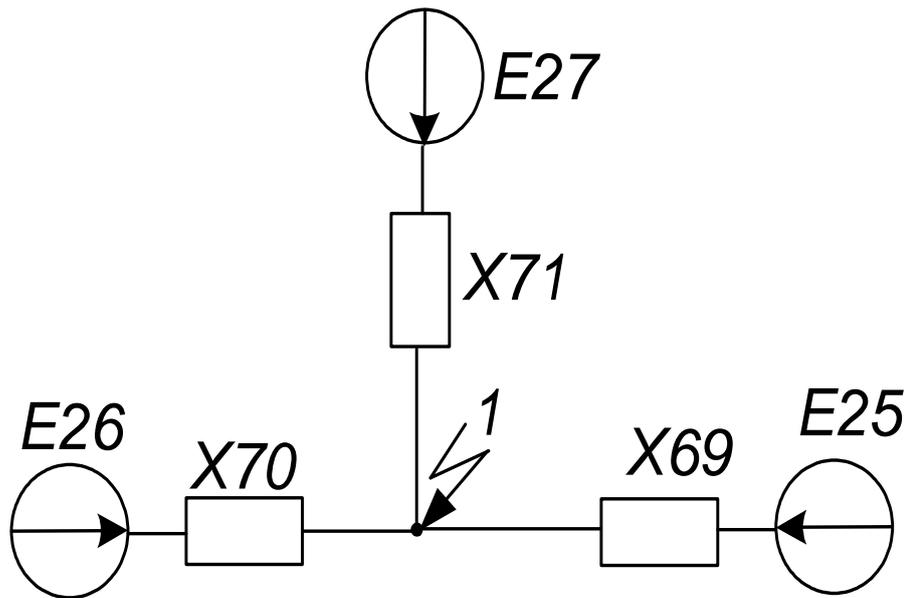


Рисунок 8 - Эквивалентная схема для расчета тока КЗ в точке 1

Рассчитываем ток короткого замыкания в точке 1 для моментов времени $t=0; 0,1; \infty$ с для каждого источника питания.

Периодическая составляющая тока от системы в любой момент времени равна периодической составляющей тока в начальный момент времени:

$$I_{c*} = \frac{E_{27}}{\sqrt{3} \cdot X_{71}}, \quad (31)$$

$$I_{c*} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 1,228} = 0,470.$$

В именованных единицах:

$$I_c = I_{c*} \cdot \frac{S_B}{U_B}, \quad (32)$$

$$I_c = 0,470 \cdot \frac{100}{6,3} = 7,460 \text{ кА.}$$

Генератор. Ток в начальный момент времени.

$$I_{r0*} = \frac{E_{26}}{\sqrt{3} \cdot X_{70}}, \quad (33)$$

$$I_{r0*} = \frac{1,074}{\sqrt{3} \cdot 0,718} = 0,863.$$

В именованных единицах:

$$I_{r0} = I_{r0*} \cdot \frac{S_B}{U_B}, \quad (34)$$

$$I_{r0} = 0,863 \cdot \frac{100}{6,3} = 13,698 \text{ кА.}$$

Для произвольного момента времени определяем коэффициент γ_t по типовым кривым [12]:

$$\gamma_{0.1} = 0,75,$$

$$\gamma_{\infty} = 0,52.$$

Тогда ток:

$$I_{r0,1} = I_{r0} \cdot \gamma_{0.1}, \quad (35)$$

$$I_{r0,1} = 13,698 \cdot 0,75 = 10,274 \text{ кА.}$$

$$I_{r\infty} = I_{r0} \cdot \gamma_{\infty}, \quad (36)$$

$$I_{r\infty} = 13,698 \cdot 0,52 = 7,113 \text{ кА.}$$

Нагрузка. Ток в начальный момент времени.

$$I_{d0*} = \frac{E_{25}}{\sqrt{3} \cdot X_{69}}, \quad (37)$$

$$I_{d0*} = \frac{0,85}{\sqrt{3} \cdot 5,431} = 0,090.$$

В именованных единицах:

$$I_{д0} = I_{д0*} \cdot \frac{S_B}{U_B}, \quad (38)$$

$$I_{д0} = 0,090 \cdot \frac{100}{6,3} = 1,434 \text{ кА.}$$

Для произвольного момента времени определяем коэффициент γ_t по типовым кривым [12]:

$$\gamma_{0,1} = 0,45,$$

$$\gamma_{\infty} = 0.$$

Тогда ток:

$$I_{д0,1} = I_{г0} \cdot \gamma_{0,1}, \quad (39)$$

$$I_{д0,1} = 1,434 \cdot 0,45 = 0,645 \text{ кА.}$$

$$I_{д\infty} = I_{г0} \cdot \gamma_{\infty}, \quad (40)$$

$$I_{д\infty} = 0 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 от всех источников в момент времени t:

$$I_t(1) = I_{ct}(1) + I_{гt}(1) + I_{дt}(1), \quad (41)$$

$$I_0(1) = 1,434 + 7,460 + 13,698 = 22,592 \text{ кА}$$

$$I_{0,1}(1) = 0,645 + 7,460 + 10,274 = 18,379 \text{ кА}$$

$$I_{\infty}(1) = 0 + 7,460 + 7,113 = 14,573 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$I_{уд1} = \sum_{i=1}^n I_i \cdot \sqrt{2} \cdot K_{удi}, \quad (42)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент [5];

$$I_{уд1} = 7,460 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,7 + 1,434 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,904 + 13,698 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,94 = 59,378 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет короткого замыкания производим аналогично. Результаты расчета сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 кВ

Точка короткого замыкания	Периодическая составляющая тока короткого замыкания, кА			Ударный ток короткого замыкания, кА
	t=0	t=0,1	t=∞	
1	22,592	18,379	14,573	59,378
2	25,736	21,815	15,117	67,641
3	7,778	7,065	6,321	20,943
4	7,881	7,114	6,384	21,222
5	7,731	7,030	6,298	20,817
6	7,834	7,096	6,352	21,095
7	7,646	6,998	6,169	20,587
8	7,641	6,996	6,164	20,574

Рассчитанные токи короткого замыкания необходимы для выбора оборудования 6 кВ.

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ 6 кВ

Силовое электрооборудование выбирается по условиям работы в максимальном нагрузочном режиме и проверено на термическую и электродинамическую стойкость при расчетном коротком замыкании (трехфазное КЗ на шинах распределительного устройства, в котором устанавливается проверяемое оборудование).

Максимальные рабочие токи

Определяем максимальные рабочие токи, а также токи нормального режима в цепях РУСН–6 кВ Райчихинской ГРЭС с учётом схемы рабочего и резервного питания секций 6 кВ по расчётным нагрузкам секций шин РУСН–6 кВ (таблица 7):

$$I_{\max.1} = I_{\max.2} = \frac{\sqrt{(P_{p1}^2 + P_{p2}^2) + (Q_{p1}^2 + Q_{p2}^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (43)$$

$$I_{\max.3} = I_{\max.4} = \frac{\sqrt{(P_{p3}^2 + P_{p4}^2) + (Q_{p3}^2 + Q_{p4}^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (44)$$

$$I_{\max.5} = I_{\max.5a} = \frac{\sqrt{(P_{p5}^2 + P_{p5a}^2) + (Q_{p5}^2 + Q_{p5a}^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (45)$$

$$I_{\text{норм.1}} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (46)$$

$$I_{\text{норм.2}} = \frac{S_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (47)$$

$$I_{\text{норм.3}} = \frac{S_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (48)$$

$$I_{\text{норм.4}} = \frac{S_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (49)$$

$$I_{\text{норм.5}} = \frac{S_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (50)$$

$$I_{\text{норм.5a}} = \frac{S_{p5a}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (51)$$

здесь $I_{\text{max.i}}$ – максимальный рабочий ток в цепи i -ой секции шина РУСН–6 кВ;

$$I_{\text{max.1}} = I_{\text{max.2}} = \frac{\sqrt{(2406,25^2 + 842^2) + (1637,09^2 + 631^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 297,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.3}} = I_{\text{max.4}} = \frac{\sqrt{(1935,45^2 + 1355,27^2) + (1295,32^2 + 964,61^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 275,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.5}} = I_{\text{max.5a}} = \frac{\sqrt{(744^2 + 1529,61^2) + (423,94^2 + 1122,89^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 200,32 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.1}} = \frac{\sqrt{2406,25^2 + 1637,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 280,05 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.2}} = \frac{\sqrt{842^2 + 631,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 101,28 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.3}} = \frac{\sqrt{1935,45^2 + 1295,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 224,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.4}} = \frac{\sqrt{1355,27^2 + 964,61^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 160,07 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.5}} = \frac{\sqrt{744^2 + 423,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 82,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{норм.5a}} = \frac{\sqrt{1529,61^2 + 1122,89^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 182,59 \text{ А};$$

Максимальный ток в цепи электроприемника собственных нужд 6 кВ определяем по максимальной единичной мощности электроприемника, подключенного к секциям шин РУСН–6 кВ Райчихинской ГРЭС, максимальная е мощности $\cos\varphi_{\text{НОМ}}=0,85$:

мощность у циркуляционного насоса составляет $P=1600$ кВт при коэффициент

$$I_{\max.\text{ЭП}} = \frac{P_{\text{ПЭНном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi_{\text{ПЭНном}} \cdot \eta}; \quad (52)$$

$$I_{\max.\text{ЭП}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,85 \cdot 0,9} = 201,3 \text{ А.}$$

5.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ. Выбор и проверка выключателей проводится согласно [12].

В целях унификации, которая позволит значительно повысить степень удобства эксплуатации и ремонтов выключателей, принимаем, что во всех вводных ячейках, как рабочего, так и резервного питания секций шин РУСН–6 кВ устанавливается один и тот же тип выключателей, выбираемый по максимальному рабочему току ввода секции шин РУСН–6кВ.

Так как $I_{\max.} = I_{\max.1} = 297,8 \text{ А}$, то в качестве вводных рабочих и резервных выключателей для секций шин РУСН–6 кВ предварительно выбираем вакуумные выключатели ВР6-6-20/630У2 [4], которые заменят устаревшие и изношенные масляные выключатели ВМГ-133 в ячейках вводов рабочего и резервного питания РУСН–6 кВ.

Вакуумные выключатели серии ВР6 соответствуют требованиям ГОСТ 687-78 и ГОСТ 18397-86 и предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50(60) Гц с номинальным напряжением 6 кВ для систем с изолированной нейтралью. Выключатели используются как для вновь разрабатываемых КРУ, так и для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации.

Выключатели ВР6 в основном используются для замены устаревших масляных и электромагнитных выключателей в ячейках КРУ различных серий на тепловых и атомных станциях.

В выключателях старого образца для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разрыва контактов, в качестве дугогасящей среды применяют масло, воздух или элегаз (SF₆). Вакуумные выключатели отличаются от масляных выключателей тем, что в них просто вакуум. Особенностью вакуумных камер является то, что они имеют простые торцевые контакты. В вакууме контакты не окисляются и не загрязняются, а минимальное их выгорание гарантирует долгое использование и большую коммутационную износостойкость. Для проверки выбранных выключателей кроме ранее найденных значений токов КЗ необходимо значение теплового импульса от действия токов КЗ, которое можно определить по формуле:

$$W_k = I_{п0 \max}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (53)$$

здесь $I_{п0 \max}$ – максимальное значение тока КЗ, протекающего вводной выключатель секции шин РУСН–6 кВ (табл. 18);

totкл – время отключения КЗ.

Время отключения КЗ складывается из времени срабатывания релейной защиты и полного времени отключения выключателя:

$$\text{totкл} = t_{p.z.} + \text{totк.В}, \quad (54)$$

здесь $t_{p.z.} = 1,2$ с – максимальное время срабатывания релейной защиты в цепях 6 кВ собственных нужд тепловых электростанций [12];

$\text{totк.В} = 0,065$ с – полное время отключения выключателя ВР6-6-20/630У2.

$$\text{totкл} = 1,2 + 0,065 = 1,265 \text{ с.}$$

Максимальное значение теплового импульса от действия токов КЗ при трехфазном КЗ в цепях КРУ–6 кВ:

$$W_k = 7,88^2 \cdot (1,265 + 0,23) = 92,8 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2 \cdot \beta_{НОРМ}} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ} \quad (55)$$

здесь $\beta_{НОРМ}$ – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе.

Для выключателя ВР6-6-20/630У2 $\beta_{НОРМ} = 40\%$, следовательно:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.}$$

Проверка выполнения условий выбора для вводных выключателей РУСН–6 кВ сведена в таблицу 20, из которой видно, что выключатели ВР6-6-20/630У2 полностью соответствуют всем условиям выбора и проверки.

Для остальных цепей РУСН–6 кВ выбираем вакуумные выключатели ВРС-6-20/630У2 [5], которые предназначены для работы в ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ) внутренней установки с номинальным напряжением 6 кВ и используются в устройствах собственных нужд тепловых и атомных электростанций.

Таблица 16 – Выбор и проверка вводных выключателей РУСН–6 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 297,8 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
$I_{п0} = 7,881 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 22,221 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 52 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_{п0} = 7,881 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 22,221 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 52 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k = 92,8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$I_{п0} = 7,881 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} > I_{п0}$
$i_{ат} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Выключатели с электромагнитным приводом ВРС-6-20/630У2 полностью соответствуют всем условиям выбора и проверки.

5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ

При проектировании энергоустановок необходимо учитывать такие факторы, как степень надежности применяемого электрооборудования, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации электрооборудования.

Выбранные для РУСН–6 кВ станции вакуумные выключатели устанавливаются в ячейках комплектного распределительного устройства. Предварительно выбраны комплектные распределительные устройства внутренней установки серии КУ6С с вакуумными выключателями, предназначенные для работы в сетях трехфазного переменного тока, класса напряжения 6 кВ, частоты 50 Гц в системах с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор или активное сопротивление нейтралью.

Выбираем шкафы КРУ серии КУ6С в тип исполнении для общепромышленного применения – использования в распределительных устройствах собственных нужд электрических станций всех видов [4].

Шкафы КРУ серии КУ6С соответствуют требованиям ПУЭ, ГОСТ 14693-90Е, техническим условиям и рабочим чертежам на изделие.

Срок эксплуатации шкафов до списания – не менее 25 лет при условии своевременной замены комплектующей аппаратуры.

Ячейка КРУ серии КУ6С представляет собой металлоконструкцию, изготовленную из высококачественной оцинкованной стали, детали которой изготовлены на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки. Соединения выполнены на усиленных стальных вытяжных заклепках и резьбовых соединениях.

Каркас шкафа разделен вертикальными и горизонтальными металлическими перегородками на релейный отсек, отсек выдвижного

элемента, отсек сборных шин и кабельный отсек, в котором располагаются также трансформаторы тока, напряжения и линейные шины. Каналы над отсеками, накрытые клапанами, служат для отвода нагретого воздуха и выброса отработанных газов при коммутации предельных токов КЗ и при появлении в отсеках открытой дуги. Для изоляции неподвижных токоведущих контактов, а также для секционирования сборных шин в пределах одного шкафа, используются эпоксидные проходные втулки, благодаря этому, а также наличию дуговой защиты, локализация аварии происходит в пределах одного отсека одного шкафа за необходимое время.

Выдвижной элемент находится в средней части шкафа непосредственно над кабельным отсеком и конструктивно выполнен в виде тележки, которая перемещается из рабочего положения в контрольное и обратно при закрытых дверях шкафа. В ремонтном положении выдвижной элемент при помощи инвентарной тележки из комплекта ЗИП перемещается в коридор обслуживания, при этом шторный механизм автоматически перекрывает доступ к токопроводящим контактам шкафа.

Для доступа к контактам вторичных цепей трансформаторов тока достаточно: открыть дверь выдвижного элемента и выкатить его на инвентарной тележке в коридор обслуживания, после чего демонтировать крышку вторичных цепей проверяемой фазы.

Для доступа к трансформаторам напряжения и кабельным разделкам достаточно открыть дверь кабельного отсека (при этом выдвижной элемент может находиться в шкафу в контрольном положении, а заземлитель быть включенным).

Шкафы серии КУ6С не имеют дверей и люков для доступа к элементам шкафа с тыльной стороны.

Схемы вторичных цепей в шкафах серии КУ6С реализуются по ряду типовых работ, а так же с использованием современных устройств микропроцессорной релейной защиты: МРЗС-05, SPAC 800, SEPAM, MICOM, REF 543.

Микропроцессорные блоки релейной защиты могут подключаться в SCADA-систему для дистанционного управления и сбора данных.

В шкафах КРУ предусмотрены все необходимые по действующим стандартам защиты и блокировки:

перемещение включенного выключателя из контрольного положения в рабочее;

перемещение включенного выключателя из рабочего положения в контрольное;

выключателя в промежуточном положении (между рабочим и контрольным);

выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее при включенных ножах заземлителя;

включение заземлителя при рабочем или контрольном положении выдвижного элемента.

Кроме того, дополнительно реализованы следующие блокировки:

невозможность открывания двери кабельного отсека, когда выключатель не перемещён в контрольное положение, выключен и не включён заземлитель;

невозможность вкатить выключатель в рабочее положение при открытых дверях кабельного отсека.

Оперативные электрические блокировки выполняются в соответствии со схемами вспомогательных электрических соединений.

При необходимости в шкафах устанавливаются ограничители перенапряжений.

Выбранные ячейки КРУ проверяются по максимальным токам, электродинамической стойкости к токам КЗ, а также по термической стойкости к токам КЗ.

Паспортные данные выбранных ячеек КРУ серии КУ6С, условия выбора и расчетные параметры сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Проверка ячеек КРУ 6 кВ

Расчётные параметры	Паспортные параметры	Условия выбора
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max \text{ вв.}} = 389 \text{ А}$	$I_{ном \text{ с.ш.}} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд} = 22,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k = 92,8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$

5.3 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока (ТТ) следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая для приборов защиты. Выбор ТТ производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности ТТ при включении в их цепи электрических счётчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А или 1 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине соединительных проводов. На электростанциях обычно используются медные провода с сечением от 2,5 до 6 мм².

После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трёх ТТ.

Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учёта, считая, что

$$Z_{\text{пр}} \cong R_{\text{пр}}.$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}, \quad (56)$$

где $Z_{\text{приб}}$, $Z_{\text{пр}}$, $Z_{\text{к}}$ – соответственно сопротивление приборов, соединительных проводов и переходное сопротивление контактов. Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление проводов не должно превышать:

$$R_{\text{пр}} \cong Z_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{к}}). \quad (57)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (58)$$

где ρ – удельное сопротивление, для медных проводов $\rho=0,0175$ Ом·мм²/м;
 $l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов.

В цепях вводных выключателей 6 кВ необходимо установить следующие приборы [5]: амперметр (Э335, $S=0,5$ ВА), ваттметр (Д335, $S_I=0,5$ ВА, $S_U=1,5$ ВА), счётчик активной энергии (ЕвроАЛЬФА – ЕА05, $S_I=3$ ВА, $S_U=4$ ВА);

В цепях отходящих присоединений 6 кВ устанавливается амперметр (Э335, $S=0,5$ ВА) [5].

На сборных шинах РУСН 6 кВ устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения (Э335, $S=2$ ВА) и вольтметр с переключателем для измерения трёх фазных напряжений (Э335, $S=2$ ВА).

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (59)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток, А;

$$Z_{\text{приб.вв.}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{приб.отх.}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Для всех цепей РУСН–6 кВ выбираем опорные трансформаторы тока ТОЛ–10ХЛ2, предназначенные для установки в комплектные распределительные устройства и имеющие номинальную вторичную нагрузку $Z_{2\text{ном}}=0,4$ Ом в классе точности 0,5 [4]:

$$R_{\text{пр ТОЛ}} = 0,4 - 0,16 - 0,05 = 0,19 \text{ Ом.}$$

Длину соединительных проводов от ТТ в РУСН–6 кВ до приборов принимаем равной 40 м, следовательно:

$$S_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,19} = 3,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение медного провода равным 4 мм², выбираем контрольные кабели марки КВВГнг–LS–4×4, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением [2].

Действительное сопротивление соединительных проводов и вторичная нагрузка трансформаторов тока:

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{4} = 0,18 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{ вв}} = 0,16 + 0,18 + 0,05 = 0,39 \text{ Ом.}$$

Проверка условий выбора трансформаторов тока сделана в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка условий выбора трансформаторов тока

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{мах вв}} = 389 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$i_{\text{уд}} = 22,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 92,8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

1	2	3
$Z_{2\text{ вв}}=0,39\text{ Ом}$ $Z_{2\text{ отх.}}=0,25\text{ Ом}$	$Z_{2\text{ ном}}=0,4\text{ Ом}$	$Z_{2\text{ ном}}\geq Z_2$

Трансформаторы тока ТОЛ–10ХЛ2 успешно прошли проверку по всем условиям.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и стационарной автоматики.

Класс точности для питания счётчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения обмоток; по классу точности; по вторичной нагрузке.

Суммарная вторичная нагрузка каждого из трансформаторов напряжения, устанавливаемых на секциях шин РУСН-6 кВ, образована одним счётчиком активной энергии ЕА05 ($S_U=4\text{ ВА}$) и двумя вольтметрами Э335 ($S=2\text{ ВА}$).

$$S_{2\text{ расч}}=4+2\cdot 2=8\text{ ВА.}$$

Для установки на каждой секции шин РУСН–6 кВ выбираем трёхфазные масляные антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ-6У2, имеющие $S_{2\text{ ном}}=75\text{ ВА}$ в классе точности 0,5 [4]:

$$S_{2\text{ ном}}=75\text{ ВА} > S_{2\text{ расч}}=8\text{ ВА.}$$

Трансформаторы напряжения подключаются к шинам КРУ–6 кВ через плавкие предохранители, выбор которых показан в следующем пункте.

5.4 Выбор предохранителей 6 кВ

Плавкие предохранителя напряжением выше 1 кВ выбирают по конструктивному выполнению, номинальному напряжению и току, роду установки (наружная, внутренняя).

Плавкие предохранители наиболее простая и дешевая защита электроустановки. При выполнении защиты с плавкими предохранителями установка трансформаторов тока не нужна, установка релейной защиты не требуется. Плавкие предохранители не обслуживаются не требует настройки, выключателей и Максимальный ток в цепи трансформатора напряжения НАМИ-6У2, имеющего основную обмотку мощностью 75 ВА и дополнительную мощностью 30 ВА:

$$I_{\max \text{ ТН}} = \frac{75 + 30}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 0,010 \text{ А.}$$

Выбираем кварцевые плавкие предохранители ПКТ101–6–2–31,5У3 [3], их проверка показана в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка условий выбора предохранителей 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\max \text{ ТН}}=0,01 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{п0}}=7,881 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$

5.5 Выбор шинных конструкций и изоляторов

Выбор шин сводится к определению их сечения и проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам короткого замыкания, а на механическую прочность в случае необходимости. Сечение шин выбирается по длительному току нагрузки

К расчету принимается ближайшее стандартное сечение с допустимым током нагрузки превышающем максимальный рабочий ток. По экономической плотности не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шино соединительного и секционного выключателя.

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины сделаны жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины сильно дороги. При токах до 3000А используются однополюсные и двухполосные шины. При больших токах

рекомендуется использовать шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери, лучшие условия охлаждения.

Шины выбираются по термической стойкости, при этом учитываются нормальные, послеаварийные режимы, а также режимы во время ремонтов и неравномерность распределения токов между секциями шин.

По току максимальному току $I_{\max}=322$ А (общая нагрузка секций 1 и 2) для секций 1 и 2, выбираем однополосные шины прямоугольного сечения 30х4 с допустимым током $I_{\text{доп}}=365$ А. Расположение шин приведено на рисунке 9.

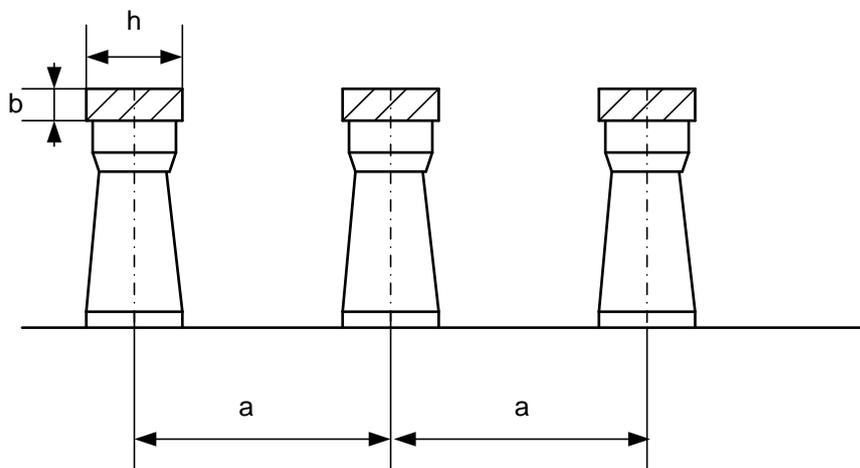


Рисунок 9 - Расположение шин

Так как шины будем располагать плашмя, то допустимый ток, указанный в справочнике [5], следует уменьшить на 8 %:

$$I_{\text{доп}}=0,92 \cdot 365=335,8 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяем на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (61)$$

где C – функция, значения которой приведены в [5],

алюминиевых шин $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{14,285 \cdot 10^6}}{91} = 41,533 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (62)$$

где W – момент сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $см^3$;

a – расстояние между соседними фазами;

l – пролёт между изоляторами.

Для расположенных плашмя однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (63)$$

где b и h – толщина и ширина шины.

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21,221^2 \cdot 10^6 \cdot 2^2}{0,6 \cdot 0,6} = 86,662 \text{ МПа.}$$

Так как допустимое напряжение по [5] – 75 МПа, то необходимо выбрать шины большего сечения. Выбираем однополосные шины прямоугольного сечения 40x4 с допустимым током $I_{доп}=480$ А. Тогда:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21,221^2 \cdot 10^6 \cdot 2^2}{0,6 \cdot 1,07} = 48,573 \text{ МПа.}$$

Выбор шин проведём в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор жестких шин для РУ 6кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$q_{min}=41,533 \text{ мм}^2$	$q=160 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч}=48,573 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп}=75 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$I_{max}=297,8 \text{ А}$	$I_{доп}=480 \text{ А}$	$I_{доп} \geq I_{max}$

Проверка на механический резонанс не требуется, так как длина шин мала (менее 20 м).

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям: по номинальному напряжению и по допустимой нагрузке.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчётная сила определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i^2 \cdot l}{a} \cdot k_h, \quad (64)$$

где k_h – поправочный коэффициент, учитывающий расположение шин, при расположении плашмя $k_h=1$.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21221^2 \cdot 2}{0,6} \cdot 1 = 259,8 \text{ Н.}$$

Выбираем опорный изолятор ИО-6-3,75 У3.

Допустимая нагрузка $F_{доп} = 0,6 F_{разр} = 0,6 \cdot 3,75 \cdot 1000 = 2250 \text{ Н.}$

Результаты выбора опорного изолятора сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор опорного изолятора

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 259,8 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Расчётная нагрузка на проходной изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 F_{расч} = 0,5 \cdot 259,8 = 129,9 \text{ Н.}$$

Выбираем проходной изолятор ИП-6/400-375-ГУ.

Выбор проходного изолятора оформляем в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор проходного изолятора

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч}=129,9$ Н	$F_{доп}=375$ даН	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{max}=297,8$ А	$I_{ном}=400$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$

5.6 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) являются безыскровыми разрядниками и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители устанавливаются, в том числе, взамен вентильных разрядников всех типов.

Ограничители климатического исполнения и категории размещения УХЛ1 имеют комбинированную изоляционную оболочку: стеклопластиковая труба, несущая механическую нагрузку, закрытая оребренным чехлом из кремнийорганической резины. Одними из характерных преимуществ такой изоляционной оболочки являются: повышенная стойкость к загрязнениям из-за гидрофобности наружной поверхности; высокая механическая прочность при малом весе; малый риск повреждения при транспортировке и установке.

Для защиты электрооборудования от перенапряжений в КРУ 6 кВ устанавливаем нелинейные ограничители перенапряжений ОПН–6, ячейки ОПН располагается напротив ячеек ввода.

5.7 Выбор оборудования ГРУ–6 кВ

Выбор оборудования на ГРУ производим аналогично распределительному устройству собственных нужд 6 кВ.

Таблица 23 – Выбор выключателя на напряжение 6 кВ для отходящих линий

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$

Продолжение таблицы 23

1	2	3
$I_{\max}=297,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{П0}}=30,730 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}}=31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.скв}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{П0}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}}$
$i_{\text{уд}}=73,880 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=14,285 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{П0}}=30,730 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{П0}}$
$i_{\text{ат}}=7,021 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=11,313 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Для ГРУ 6 кВ выбираем выключатель марки ВР6 – 6 – 31,5/630 – У3 с электромагнитным приводом.

Выбираем генераторные выключатели марки ВР6 – 6 – 31,5/1600 – У3 с номинальным током нагрузки 1600 А.

Таблица 24 – Выбор выключателя на напряжение 6 кВ для генераторов

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{уст}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\max}=1443 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{П0}}=30,730 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}}=31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.скв}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{П0}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}}$
$i_{\text{уд}}=73,880 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=14,285 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{П0}}=30,730 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{П0}}$
$i_{\text{ат}}=7,021 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=11,313 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выбираем измерительные трансформаторы на ГРУ.

Таблица 25 – Нагрузка измерительной обмотки ТТ 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка наиболее нагруженной фазы (А), В·А
Амперметр	Э-351	0,5
Ваттметр	Д-365	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.03	2,5
Варметр	Д-365	0,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03	2,5
Σ		6,5

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$z_{\text{приб}} = 6,5 / 5^2 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Выбираем для ГРУ станции трансформатор тока ТОЛ–10ХЛ2 с номинальной вторичной нагрузкой $z_{2\text{ном}}=0,6 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5.

$$r_{\text{пров}}=0,6-(0,26+0,1)=0,24 \text{ Ом.}$$

Длина соединительных проводов от ТТ до приборов в цепях ГРУ приблизительно равна 50 м.

$$S_{\text{пров}} = \frac{50}{54 \cdot 0,24} = 3,86 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение медного провода равным 4 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{50}{54 \cdot 4} = 0,21 \text{ Ом;}$$

$$z_2=0,26+0,21+0,1=0,57 \text{ Ом.}$$

Выбор трансформатора тока 6 кВ показываем в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max}=322$ А	$I_{ном}=400$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$Z_2=0,57$ Ом	$Z_{2ном}=0,6$ Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{уд}=73,880$ кА	$i_{дин}=80$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Таблица 27 – Вторичная нагрузка ТН 6 кВ

Прибор	Тип	N	Мощность, потребляемая прибором	
			P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-365	7	28	–
Расчётный счётчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.03	7	28	108,5
Варметр	Д-365	7	28	–
Расчетный счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03	7	28	108,5
Σ			112	217

$$S_{2расч} = \sqrt{112^2 + 217^2} = 244,20 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для РУСН 6 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6УХЛ2.

Результаты выбора ТН 6 кВ сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2расч}=244,20$ ВА	$S_{2ном}=400$ ВА	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

Выбор шинных конструкций и изоляторов.

По току максимальному току $I_{\max}=1443$ А для ГРУ выбираем однополосные шины прямоугольного сечения 120x10 с допустимым током $I_{\text{доп}}=2070$ А.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{14,285 \cdot 10^6}}{91} = 41,533 \text{ мм}^2.$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73,880^2 \cdot 10^6 \cdot 1^2}{0,6 \cdot 24} = 6,565 \text{ МПа}.$$

Выбор шин проведём в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор жестких шин для РУ 6кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$q_{\min}=41,533 \text{ мм}^2$	$q=300 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
$\sigma_{\text{расч}}=6,565 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}=75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$I_{\max}=1443 \text{ А}$	$I_{\text{доп}}=2070 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{73880^2 \cdot 1}{0,6} \cdot 1 = 1576 \text{ Н}.$$

Выбираем опорный изолятор ИО-6-3,75 У3.

Допустимая нагрузка $F_{\text{доп}}=0,6F_{\text{разр}}=0,6 \cdot 3,75 \cdot 1000=2250 \text{ Н}$.

Результаты выбора опорного изолятора сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор опорного изолятора

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$F_{\text{расч}}=1576 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}}=2250 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Расчётная нагрузка на проходной изолятор:

$$F_{\text{расч}}=0,5F_{\text{расч}}=0,5 \cdot 1576=787,8 \text{ Н}.$$

Выбираем проходной изолятор ИП-10/1600-3000-У.

Выбор проходного изолятора оформляем в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор проходного изолятора

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч}=787,8$ Н	$F_{доп}=30000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{max}=1443$ А	$I_{ном}=1600$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$

Предохранители.

Максимальный ток в месте установки предохранителя:

$$I_{max}=1,4 \cdot \frac{0,240}{\sqrt{3} \cdot 6}=0,032 \text{ кА.}$$

Выбираем плавкий предохранитель ПКТ102-7,2-50-31,5ТЗ.

Условия выбора предохранителей сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Проверка выполнения условий выбора предохранителя

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=6$ кВ	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max}=32$ А	$I_{ном}=50$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{по}=30,730$ кА	$I_{отк.ном}=31,5$ кА	$I_{отк.ном} \geq I_{по}$

Выбор разъединителей производится, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем разъединитель РВФ-6/400ШУЗ.

$$I_{тер.гл.н.}^2 \cdot t_{тер.гл.н.} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.з.н.}^2 \cdot t_{тер.з.н.} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 33 – Выбор выключателя на напряжение 6 кВ для генераторов

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max}=243 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{уд}=73,880 \text{ кА}$	$i_{пр.скв}=80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k=14,285 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.гл.н.}^2 \cdot t_{тер.гл.н.} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
	$I_{тер.з.н.}^2 \cdot t_{тер.з.н.} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Для защиты электрооборудования от перенапряжений на ГРУ 6 кВ устанавливаем нелинейные ограничители перенапряжений ОПН–6.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ

Панели РУСН –0,4 кВ содержат в себе коммутационную аппаратуру присоединений, соответствующую мощности каждого присоединения. Все панели двухстороннего обслуживания, рукоятки управления рубильниками и автоматами, а также измерительные и сигнальные приборы расположены с лицевой стороны, задняя сторона панелей открытая и обеспечивает свободный доступ к предохранителям, рукояткам установленных автоматов типа А-2050 и всей остальной аппаратуры и оборудования панели.

Первая очередь Райчихинской ГРЭС имеет VII секций РУСН-0,4 кВ и резервную систему шин. Секции соединены попарно секционными рубильниками и автоматами типа А-2050, кроме секции III, она разделена на две полусекции секционным рубильником. Секции оборудованы автоматами рабочего и резервного питания типа А-2050. Рабочее и резервное питание секций РУСН-0,4 кВ I очереди осуществляется от РУСН-6 кВ через трансформаторы собственных нужд типа ТС –560 кВа 6/04 кВ: рабочие ТСН № 1, 2, 3, 4 и РТСН №1.

Так как оборудование на станции устарело, при проектировании низковольтного электроснабжения необходимо решить вопросы: выбор и проверка коммутационной защитной аппаратуры и ее согласование с принятыми сечениями, выбор марок и сечений проводников в зависимости от технологии, выбор оптимальной схемы распределительной сети и условий ее прокладки.

В качестве примера подробно показан выбор сечений питающей сети защитной аппаратуры, предохранителей и автоматических выключателей для машинного зала.

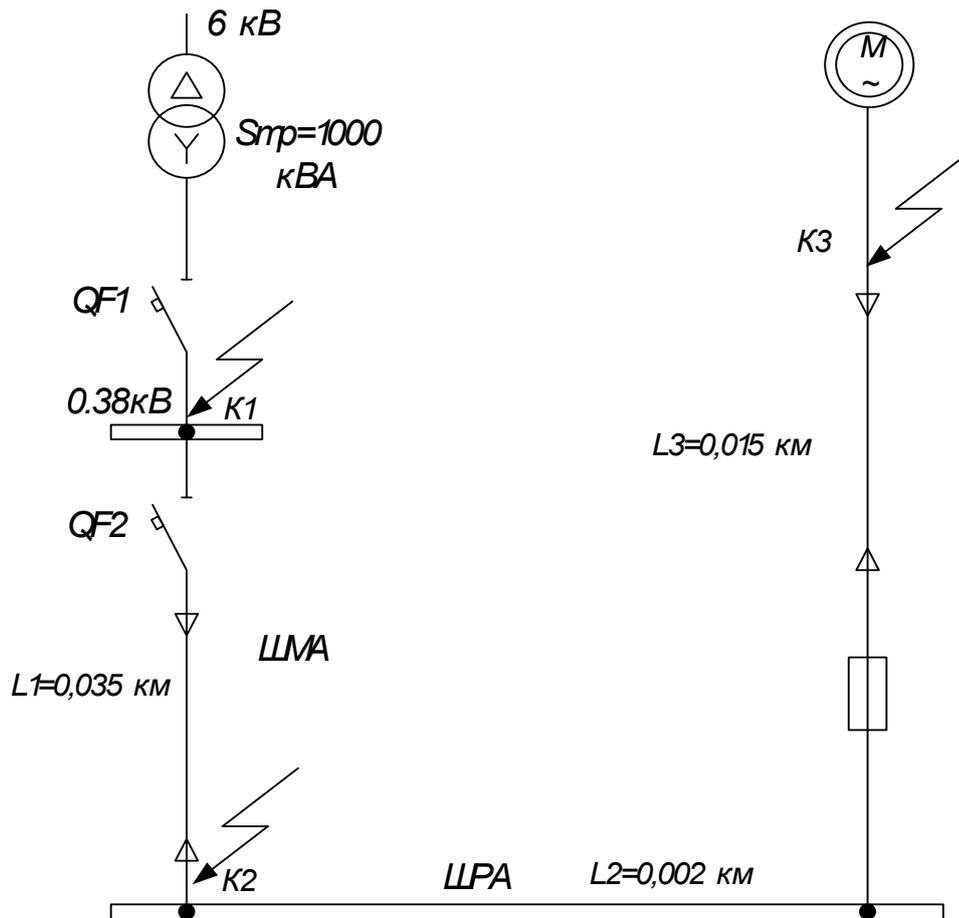


Рисунок 10 - Схема питания подпиточного насоса

$$I_{\text{номШРА}} = 100 \text{ А};$$

$$K_{\text{зШРА}} = 0,8;$$

$$L_1 = 0,015 \text{ км};$$

$$L_2 = 0,035 \text{ км}.$$

Насос мощностью 55 кВт.

6.1 Выбор сечений питающей сети

Необходимо рассчитать ток магистрального шинпровода, выбирается его тип, способ прокладки:

$$I_{\text{рШМА}} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}, \quad (65)$$

где S_p – расчетная нагрузка сборки машинного зала.

$$I_{\text{рШМА}} = \frac{\sqrt{49,1^2 + 36,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 93,3 \text{ А}$$

Принимается к установке магистральный шинопровод типа ШМА 73У3 с номинальным током 100 А, т.к. серийно на меньшие токи шинопроводы на магистрали не выпускаются.

Для выбора сечения кабеля от ШРА к ЭП определяется номинальный ток ЭП.

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cos \varphi_n \eta_u U_H}; \quad (66)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 46,42 \text{ А.}$$

Выбирается кабель для прокладки, с алюминиевыми жилами, с изоляцией жил из сшитого полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика. Сечение кабеля выбирается по условию нагрева длительным расчетным током

$$I_{\text{п.доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 K_2}; \quad (67)$$

где $K_1 = 1$; $K_2 = 0,87$.

$$I_{\text{п.доп}} \geq \frac{46,42}{1 \cdot 0,87} = 53,36 \text{ А}$$

Принимается сечение кабеля 16 мм², с длительно допустимым током 60 А. Марка кабеля – АПвБВ.

Выбранный кабель проверяется по условию соответствия выбранному аппарату защиты и по допустимой потере напряжения.

6.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ

Произведем расчет токов короткого замыкания в относительных единицах приближенным методом. Составим схему замещения.

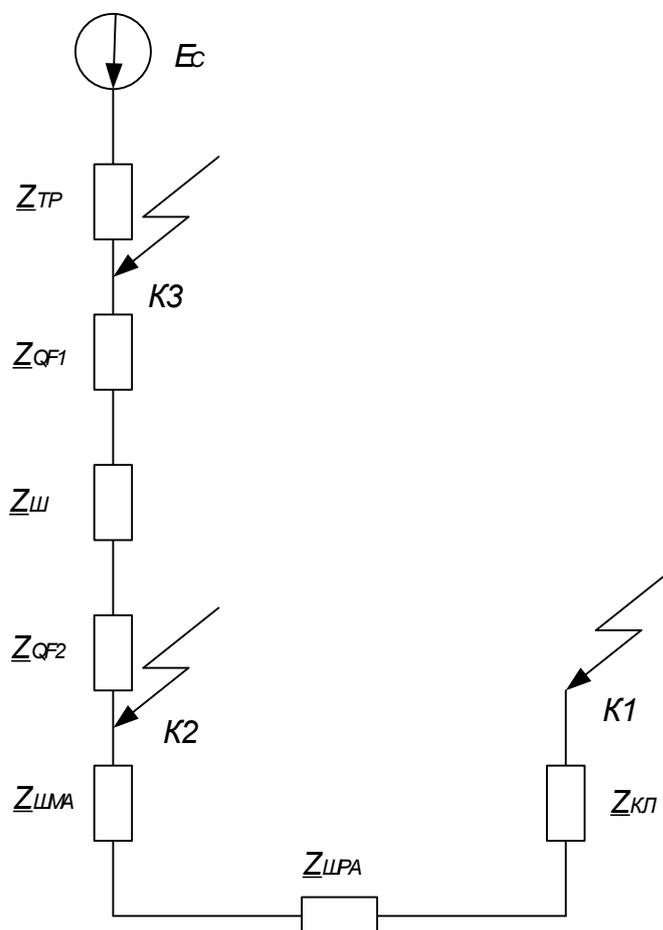


Рисунок 11- Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Базисные величины:

$$U_{\text{б}} = 0,38 \text{ кВ};$$

$$S_{\text{б}} = 10 \text{ МВА};$$

$$I_{\text{б}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,194 \text{ кА}.$$

Определяем параметры схемы замещения.

Система:

$$X_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}}, \quad (68)$$

где $S_{\text{кз}}$ – определяется по отключающей мощности выключателя на высокой стороне трансформатора:

$$S_{\text{кз}} = 126 \text{ МВА};$$

$$X_c = \frac{10}{126} = 0,079;$$

$$E_c = 1.$$

Трансформатор:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном}}}; \quad (69)$$

$$Z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 10}{100 \cdot 1} = 0,55.$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}^2} \quad (70)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{0,0112 \cdot 10}{1^2} = 0,112$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2} \quad (71)$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{0,55^2 - 0,112^2} = 0,538$$

Сопротивление автоматических выключателей QF1 и QF2:

$$X_{\text{расц}} = 0,08 \text{ МОм};$$

$$r_{\text{расц}} = 0,1 \text{ МОм};$$

$$r_{\text{конт}} = 0,15 \text{ МОм}.$$

В относительных единицах:

$$X_{\text{расц}} = 0,08 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,006;$$

$$r_{\text{расц}} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,007 ;$$

$$r_{\text{конт}} = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,010 ;$$

Сопротивление шин от выводов силового трансформатора до сборных шин 0,4 кВ КТП:

$$X_{\text{шКТП}} = 0,06 \text{ МОм};$$

$$r_{\text{шКТП}} = 0,1 \text{ МОм}.$$

В относительных единицах:

$$X_{\text{шКТП}} = 0,06 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,004 ;$$

$$r_{\text{шКТП}} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,007 .$$

ШМА:

$$r_0 = 0,31 \text{ Ом/км};$$

$$X_0 = 0,17 \text{ Ом/км};$$

$$r_{4-0} = 0,72 \text{ Ом/км};$$

$$X_{4-0} = 0,98 \text{ Ом/км};$$

$$X_{\text{ШМА}} = X_0 \cdot l_{\text{ШМА}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (72)$$

$$X_{\text{ШМА}} = 0,17 \cdot 0,035 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,412 ;$$

$$r_{\text{ШМА}} = r_0 \cdot l_{\text{ШМА}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (73)$$

$$r_{\text{ШМА}} = 0,31 \cdot 0,035 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,751 .$$

ШРА:

$$r_0 = 0,085 \text{ Ом/км};$$

$$X_0 = 0,075 \text{ Ом/км};$$

$$r_{4-0} = 0,1 \text{ Ом/км};$$

$$X_{4-0} = 0,129 \text{ Ом/км};$$

$$X_{ШРА} = 0,075 \cdot 0,002 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,010 ;$$

$$r_{ШРА} = 0,085 \cdot 0,002 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,012 ;$$

Кабель:

$$r_0 = 1,94 \text{ Ом/км};$$

$$X_0 = 0,062 \text{ Ом/км};$$

$$X_{кл} = 0,062 \cdot 0,015 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,644 ;$$

$$r_{кл} = 1,94 \cdot 0,015 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 2,015 .$$

Сопротивление контактора:

$$r_{\text{конг}} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{конг}} = 0,5 \text{ мОм}.$$

В относительных единицах:

$$r_{\text{конг}} = 1,1 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,076 ;$$

$$X_{\text{конг}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,035 .$$

Определяем токи трехфазного короткого замыкания.

Для точки 1.

Эквивалентное сопротивление:

$$r_{\Sigma 1} = r_{\text{тр}} + r_{\text{QF1}} + r_{\text{шкТП}} ; \quad (74)$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,112 + 0,007 + 0,010 + 0,007 = 0,136 ;$$

$$X_{\Sigma 1} = X_{\text{тр}} + X_{\text{QF1}} + X_{\text{шкТП}} + X_{\text{С}} ; \quad (75)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,538 + 0,006 + 0,004 + 0,079 = 0,627 ;$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2}; \quad (76)$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{0,627^2 + 0,136^2} = 0,642;$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{4\Sigma}} \cdot I_6; \quad (77)$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot 0,642} = 13,664 \text{ кА.}$$

При металлическом КЗ. При учете переходного сопротивления дуги в месте КЗ.

$$r'_{\Sigma 1} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{перех}}; \quad (78)$$

$$r'_{\Sigma 1} = 0,136 + 0,25 = 0,386;$$

$$Z'_{\Sigma 1} = \sqrt{0,386^2 + 0,627^2} = 0,736;$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot 0,736} = 11,198 \text{ кА.}$$

Для точки 2:

Эквивалентное сопротивление до точки КЗ:

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{QF2}} + r_{\text{перех}} + r_{\text{ШМА}}; \quad (79)$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,136 + 0,007 + 0,010 + 0,25 + 0,751 = 1,254;$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{\text{QF2}} + X_{\text{ШМА}}; \quad (80)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,627 + 0,006 + 0,412 = 1,045;$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{1,254^2 + 1,045^2} = 1,632.$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot 1,632} = 5,375 \text{ кА.}$$

Для точки 3:

$$r_{\Sigma 3} = r_{\Sigma 2} + r_{\text{ШРА}} + r_{\text{КЛ}}; \quad (81)$$

$$r_{\Sigma 3} = 1,254 + 0,012 + 2,015 = 3,281;$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 2} + X_{\text{ШМА}} + X_{\text{КЛ}}; \quad (82)$$

$$X_{\Sigma 3} = 1,045 + 0,01 + 0,644 = 1,699;$$

$$Z_{\Sigma 3} = \sqrt{3,281^2 + 1,699^2} = 3,695;$$

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot 3,695} = 2,374 \text{ кА.}$$

Расчет однофазного КЗ.

Для расчета однофазного КЗ при наличии ШМА, ШРА учитывается сопротивление петли фаза-нуль, тогда:

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \left(Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{тр}}}{3} \right)}, \quad (83)$$

где $Z_{\text{п}}$ - полное сопротивление петли.

Для трансформатора учитываются сопротивления всех последовательностей:

$$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{тр1}} + Z_{\text{тр2}} + Z_{\text{тр0}}; \quad (84)$$

$$r_{\text{тр}} = 3 \cdot 0,112 = 0,336;$$

$$X_{\text{тр}} = 3 \cdot 0,538 = 1,614.$$

Для ШМА:

$$X_{\text{ШМА}\phi-0} = 0,98 \cdot 0,035 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 2,375;$$

$$r_{\text{ШМА}\phi-0} = 0,72 \cdot 0,035 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 1,745.$$

Для ШРА:

$$X_{\text{ШРА}\phi-0} = 0,129 \cdot 0,002 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,018;$$

$$r_{\text{ШРА}\phi-0} = 0,1 \cdot 0,002 \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,014.$$

Для остальных элементов:

$$Z_1 = Z_2 = Z_0;$$

$$r_{QF1} = r_{QF2} = 3 \cdot (0,007 + 0,01) = 0,051;$$

$$r_{ш.кТП} = 3 \cdot 0,007 = 0,021;$$

$$X_{QF1} = 3 \cdot 0,006 = 0,018;$$

$$X_{ш.кТП} = 3 \cdot 0,004 = 0,012;$$

$$X_C = 2 \cdot 0,079 = 0,158.$$

Для точки 1:

Эквивалентное сопротивление:

$$r_{\Sigma 1}^{(1)} = 0,336 + 0,051 + 0,021 = 0,408;$$

$$X_{\Sigma 1}^{(1)} = 0,158 + 1,614 + 0,018 + 0,012 = 1,802;$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_C \cdot I_6}{\sqrt{(r_{\Sigma 1}^{(1)})^2 + (X_{\Sigma 1}^{(1)})^2}} \quad (85)$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 15,194}{\sqrt{0,408^2 + 1,802^2}} = 14,244 \text{ кА.}$$

Для точки 2:

Определяется полное сопротивление петли, т.к. есть ШМА

$$r_{\Pi 2} = r_{QF1} + r_{ш.кТП} + r_{QF2} + r_{перех} + r_{ШМА} \quad (86)$$

$$r_{\Pi 2} = 0,051 + 0,021 + 0,051 + 0,25 + 1,745 = 2,118;$$

$$X_{\Pi 2} = X_{QF1} + X_{ш.кТП} + X_{QF2} + X_{ШМА\phi=0}; \quad (87)$$

$$X_{\Pi 2} = 0,018 + 0,012 + 0,018 + 2,375 = 2,493;$$

$$Z_{2\Pi} = \sqrt{r_{2\Pi}^2 + X_{2\Pi}^2}; \quad (88)$$

$$Z_{2\Pi} = \sqrt{2,118^2 + 2,493^2} = 3,271$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{E_C \cdot I_6}{\sqrt{3} \left(Z_{\Pi} + \frac{Z_{тр}}{3} \right)}; \quad (89)$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot \left(3,271 + \frac{\sqrt{0,336^2 + 1,614^2}}{3} \right)} = 2,296 \text{ кА.}$$

Для точки 3.

$$X_{3\Pi} = X_{2\Pi} + X_{к\lambda\phi-0}; \quad (90)$$

$$r_{3\Pi} = r_{2\Pi} + r_{к\lambda\phi-0}. \quad (91)$$

Т.к. в качестве нулевой жилы кабеля используется труба, то сопротивление трубы определяется по выражению

$$r_{тр} = \frac{41 \cdot 10^3}{\gamma_{ст} (D_{\Pi}^2 - D_{\Delta}^2)} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (92)$$

$$r_{тр} = \frac{4 \cdot 0,015 \cdot 10^3}{10,2 \cdot 3,14 (42,5^2 - 35,9^2)} \cdot \frac{10}{0,38^2} = 0,251;$$

$$r_{к\lambda\phi-0} = r_{кл} + r_{тр}; \quad (93)$$

$$r_{к\lambda\phi-0} = 2,015 + 0,251 = 2,266;$$

$$X_{3\Pi} = 2,493 + 0,644 = 3,137;$$

$$r_{3\Pi} = 2,118 + 2,266 = 4,384;$$

$$Z_{3\Pi} = \sqrt{4,384^2 + 3,137^2} = 5,391;$$

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{1 \cdot 15,194}{\sqrt{3} \cdot \left(5,391 + \frac{\sqrt{0,336^2 + 1,614^2}}{3} \right)} = 1,477 \text{ кА.}$$

6.3 Выбор и проверка оборудования

Необходимо проверить сечение выбранного ШМА на потерю напряжения и динамическую стойкость.

Потеря напряжения в главной магистрали определяется по выражению:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}I_p \cdot 1 \cdot 100}{U_{\text{НОМ}}} (r_{\text{уд}} \cos \varphi + X_{\text{уд}} \sin \varphi) \quad (94)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 93,3 \cdot 0,035 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{380} \cdot (0,031 \cdot 0,80 + 0,017 \cdot 0,60) = 0,0005 \text{ \%}.$$

Комплектные шинопроводы проверяются на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{уд.доп}};$$

$$i_{\text{уд.доп}} = 70.$$

Ударный ток КЗ

$$i_{\text{у.кл}} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{\text{кл}}^{(3)};$$

где

$$k_y = 1 + \lambda_t = 1 + e^{-0,01/T_a};$$

$$k_y = 1 + 0,0067 = 1,007;$$

$$T_a = \frac{X_{\text{Э1}}}{w \cdot r_{\text{Э1}}} = \frac{0,627 \cdot \frac{0,38^2}{10}}{314 \cdot 0,136} = 0,0002;$$

$$i_{\text{у.кл}} = \sqrt{2} \cdot 1,007 \cdot 13,664 = 19,497;$$

$$23,03 < 70 \text{ кА}.$$

Следовательно выбранный ШМА удовлетворяет указанным условиям.

Для осуществления проверки по согласованию с защитой, т.е. с QF2 необходимо выбрать этот автомат.

Выбирается автомат типа ВА 57-35 с номинальным током 100А.

Номинальный ток теплового расцепителя, защищающего от перегрузки выбирается по расчетному току защищаемой линии

$$I_{\text{н.расц}} \geq I_p; \quad (95)$$

$$100 \geq 93,3.$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного расцепителя проверяется по максимальному кратковременному пиковому току ШМА:

$$I_{\text{ср.эл}} \geq I_{\text{пик.к}} ; \quad (96)$$

$$I_{\text{пик}} = I_p + (k_{\text{П-1}}) I_{\text{тах.ном}} , \quad (97)$$

где $k=1,25$

$I_{\text{пик}}$ рассчитывается при пуске насоса и нормальной работе остальных ЭП.

$$I_{\text{пик}} = 93,3 + (7 - 1) \cdot 46,42 = 371,82 \text{ А.}$$

Проверяем электромагнитный расцепитель по паспортным данным. Его ток срабатывания:

$$I_{\text{ср.эп}} = 10 \cdot I_{\text{н.расц}} = 10 \cdot 100 = 1000 \text{ А.}$$

Проверяется по условию:

$$1000 > 371,82 \cdot 1,25 = 464,775 \text{ А}$$

Требуемые условия соблюдаются.

Проверяется по согласованию теплового расцепителя с сечением ШМА:

$$I_{\text{к.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}} ; \quad (98)$$

$$100 \leq 1,5 \cdot 100 .$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{кзmin}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.кз}} ; \quad (99)$$

$$1,477 > 1,25 \cdot 1 = 1,25 .$$

Условие выполняется, следовательно однофазные КЗ в минимальном режиме будут отключаться.

Проверка сечения кабеля к ЭП по потере напряжения:

$$\Delta U = I_p \cdot Z_{\text{кл}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}} ; \quad (100)$$

$$\Delta U = 46,42 \cdot 0,031 \cdot \frac{100}{380} = 0,379 \text{ \%} .$$

Выбирается предохранитель серии ПН-2

- по условию $I_B \geq I_{\text{НОМ}} = 46,42 \text{ А} .$

- по условию для ложных пусков

$$I_B \geq \frac{K_{II} \cdot I_{НОМ}}{2,5} = \frac{7 \cdot 46,42}{2,5} = 129,976 \text{ А.}$$

Выбирается вставка с $I_B = 200 \text{ А}$.

т.е принимается предохранитель ПН-2-300/200.

Проверяется согласование выбранной вставки с сечением кабеля

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}},$$

$$200 \leq 3 \cdot 16 = 48.$$

Требуемые условия выполняются.

Проверяется предохранитель по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{кзmin}}^{(1)} > 3 \cdot I_B,$$

$$1,477 > 3 \cdot 0,2 = 0,6$$

Требуемые условия выполняются, следовательно, предохранитель выбран правильно.

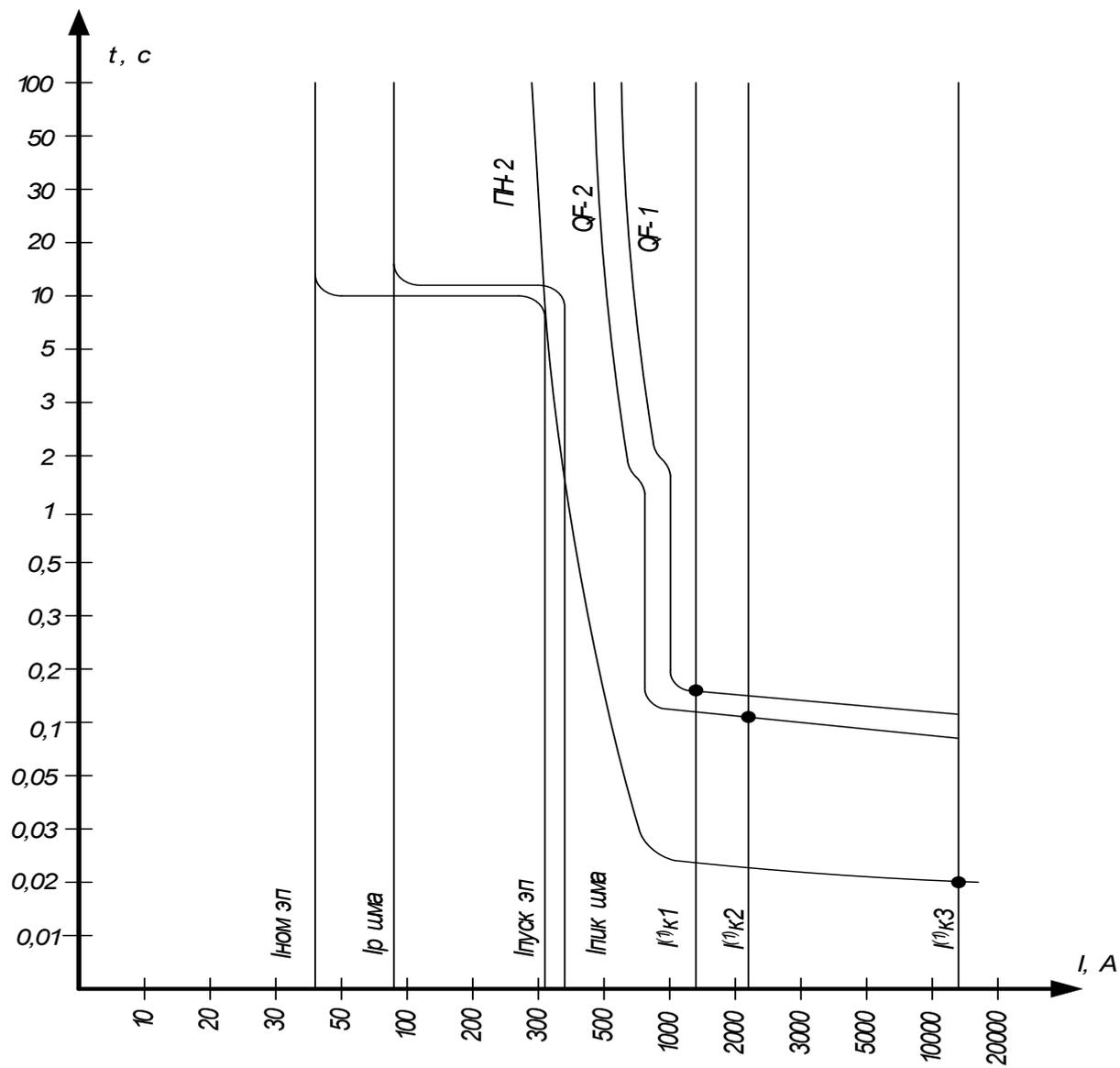


Рисунок 12 - Карта селективности

7 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД РУСН-6 кВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Надежность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, режимов, хранения и транспортировке.

Расчет надежности электроснабжения, является одним из важнейших пунктов в современном проектировании, так как от надежности электроэнергетических систем зависит бесперебойное снабжение электроэнергией, в пределах допустимых размеров ее качества.

В связи с этим необходимо произвести расчёт показателей надежности схемы электроснабжения после произведенной реконструкции.

В качестве основных показателей надежности в практических инженерных расчетах используются следующие показатели:

- время безотказной работы T_i и время восстановления τ_i , измеряемое в часах или годах;
- среднее время безотказной работы T и среднее время восстановления τ , ч или год;
- среднее значение параметра потока отказов ω и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени вероятность отказов $Q(t)$ и вероятность безотказной работы $P(t)$ в заданный промежуток времени: $Q(t) + P(t) = 1$;
- вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном (k_r – коэффициент готовности) или неработоспособном (q – коэффициент простоя) состоянии;

Рассчитаем надежность питания собственных нужд I и II секции распределительного устройства собственных нужд 6 кВ после реконструкции. Условно элементы схемы можно разбить на четыре группы: I

– содержит генератор G4, II – содержит генератор G5, III – содержит кабельный ввод основного питания I секции, IV – содержит кабельный ввод основного питания II секции.

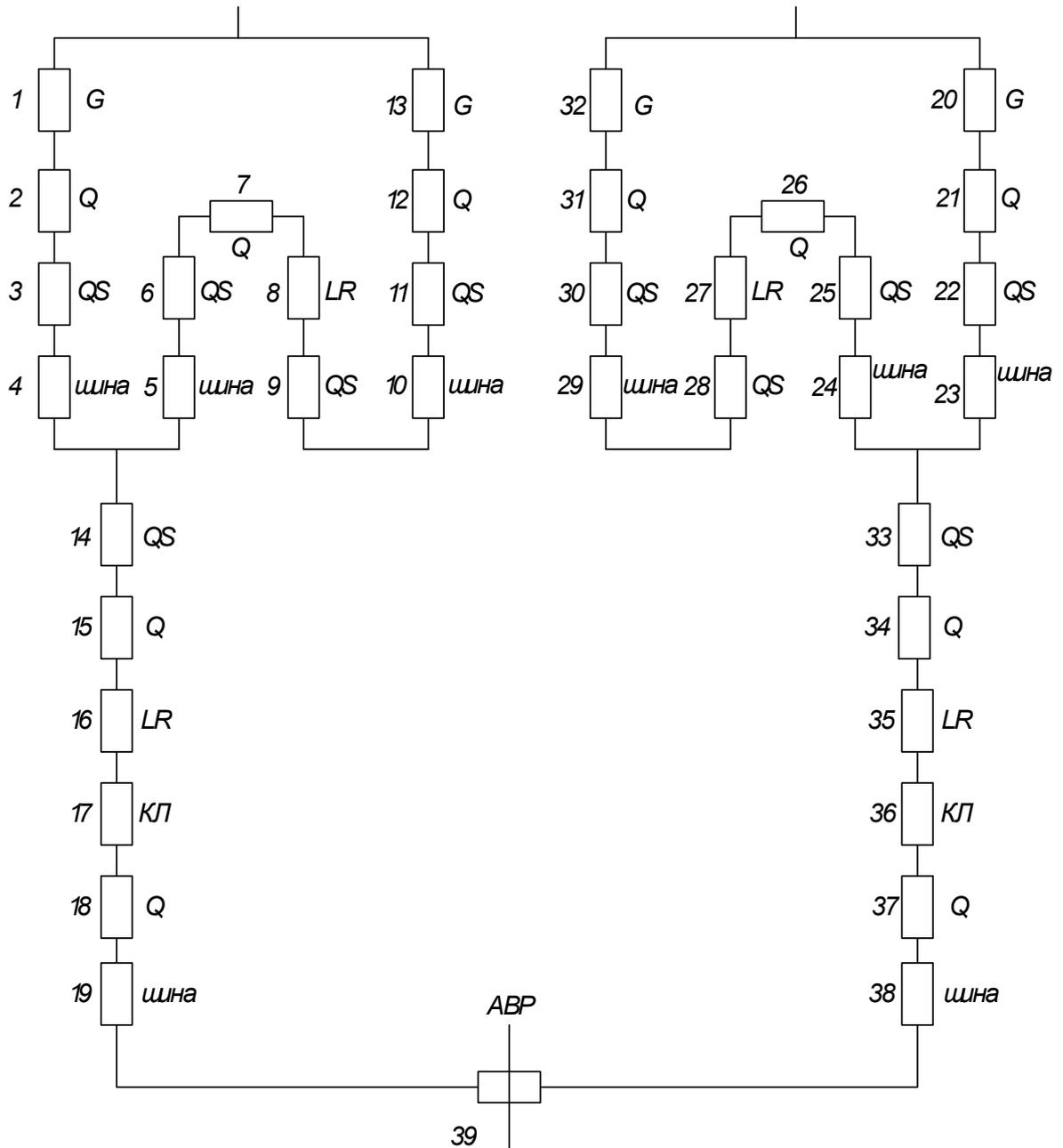


Рисунок 13 - Схема замещения для расчета надежности I и II секции после реконструкции

Показатели надежности различных элементов сведены в приложение Д, данные показатели берутся из [15].

$$q_I = q_1 + q_2 + q_3 + q_4; \quad (101)$$

$$q_I = (6348 + 28 + 8 + 120) \cdot 10^{-6} = 6504 \cdot 10^{-6};$$

$$q_{II} = q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12} + q_{13}; \quad (102)$$

$$q_{II} = (120 + 8 + 28 + 16 + 8 + 120 + 8 + 28 + 6348) \cdot 10^{-6} = 6684 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{III} = q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{18} + q_{19}; \quad (103)$$

$$q_{III} = (8 + 28 + 16 + 1 + 28 + 28 + 120) \cdot 10^{-6} = 201 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\Sigma 1} = q_{\Sigma 2} = \frac{q_I \cdot q_{II}}{q_I + q_{II}} + q_{III}; \quad (104)$$

$$q_{\Sigma 1} = \left(\frac{6504 \cdot 6684}{6504 + 6684} + 201 \right) \cdot 10^{-6} = 3497 \cdot 10^{-6}.$$

Параметр потока отказов:

$$\omega_I = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4; \quad (105)$$

$$\omega_I = 0,67 + 0,022 + 0,01 + 0,03 = 0,732$$

$$\omega_{II} = \omega_5 + \omega_6 + \omega_7 + \omega_8 + \omega_9 + \omega_{10} + \omega_{11} + \omega_{12} + \omega_{13}; \quad (106)$$

$$\omega_{II} = 0,03 + 0,01 + 0,022 + 0,002 + 0,01 + 0,03 + 0,01 + 0,022 + 0,67 = 0,806$$

$$\omega_{III} = \omega_{14} + \omega_{15} + \omega_{16} + \omega_{17} + \omega_{18} + \omega_{19}; \quad (107)$$

$$\omega_{III} = 0,01 + 0,022 + 0,002 + 0,018 + 0,022 + 0,03 = 0,104$$

$$\omega_{\Sigma 1} = \omega_{\Sigma 2} = \frac{\omega_I \cdot \omega_{II}}{\omega_I + \omega_{II}} + \omega_{III}; \quad (108)$$

$$\omega_{\Sigma 1} = \frac{0,732 \cdot 0,806}{0,732 + 0,806} + 0,104 = 0,488.$$

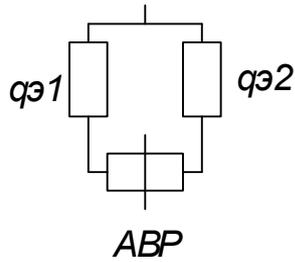


Рисунок 14 -Упрощенная схема замещения с учетом АВР

$$t_{в1}=t_{в2}=\frac{q_{э1}}{\omega_{э1}} \cdot 8760; \quad (109)$$

$$t_{в1}=\frac{3296 \cdot 10^{-6}}{0,488} \cdot 8760 = 59,17 \text{ ч};$$

Для плановых ремонтов:

$$\omega_{\text{пр.наибольшее1}} = 0,75 \text{ 1/год};$$

$$t_{\text{пр.1}} = 26 \text{ ч.}$$

$$\omega_{\text{пр.наибольшее2}} = 0,75 \text{ 1/год};$$

$$t_{\text{пр.2}} = 26 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы.

$$\omega_C = \omega_{э1} \cdot \omega_{э2} \cdot t_{в2} + \omega_{э1} \cdot \omega_{\text{пр.наибольшее2}} \cdot t_{в2} + \omega_{э2} \cdot \omega_{э1} \cdot t_{в1} + \omega_{э2} \cdot \omega_{\text{пр.наибольшее1}} \cdot t_{в1}; \quad (110)$$

$$\omega_C = 0,488 \cdot 0,488 \cdot 59,17 + 0,488 \cdot 0,67 \cdot 59,17 + 0,488 \cdot 0,488 \cdot 59,17 + 0,488 \cdot 0,67 \cdot 59,17 = 68,87$$

$$K_{\text{пр1}} = 1 - e^{-t_{\text{пр1}}/t_{в2}} \quad (111)$$

$$K_{\text{пр1}} = 1 - e^{-26/59,17} = 0,356$$

$$K_{\text{пр2}} = 1 - e^{-t_{\text{пр2}}/t_{в1}} \quad (112)$$

$$K_{\text{пр2}} = 1 - e^{-26/59,17} = 0,356$$

$$q_C' = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \omega_{\text{пр1}} \cdot t_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \omega_{\text{пр2}} \cdot t_{\text{пр2}} \cdot q_1 \quad (113)$$

$$q_C' = 3296 \cdot 10^{-6} \cdot 3296 \cdot 10^{-6} + 0,356 \cdot 0,67 \cdot \frac{26}{8760} \cdot 3296 \cdot 10^{-6} + 0,356 \cdot 0,67 \cdot \frac{26}{8760} \cdot 3296 \cdot 10^{-6} = 15,53 \cdot 10^{-6}$$

Полная вероятность отказа системы с учетом АВР.

$$q_C(\text{ABP}) = q_C' \cdot (1 - q_1) \cdot (1 - q_2) + 0,5 \cdot (1 - q_1) \cdot q_2 + 0,5 \cdot q_1 \cdot (1 - q_2) + 0,5 \cdot q_1 \cdot q_2 \quad (114)$$

$$q_C(\text{ABP}) = 15,53 \cdot 10^{-6} \cdot (1 - 3296 \cdot 10^{-6}) \cdot (1 - 3296 \cdot 10^{-6}) + 0,5 \cdot (1 - 3296 \cdot 10^{-6}) \cdot 3296 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot 3296 \cdot 10^{-6} \cdot (1 - 3296 \cdot 10^{-6}) + 0,5 \cdot 3296 \cdot 10^{-6} \cdot 3296 \cdot 10^{-6} = 3305 \cdot 10^{-6}$$

Среднее время восстановления системы.

$$t_{\text{BC}} = \frac{3,305 \cdot 10^{-3}}{68,87} \cdot 8760 = 0,42 \text{ ч.}$$

Надежность схемы питания собственных нужд секций 3 и 4, 5 и 5А рассчитываются аналогично. Результаты расчета сведем в таблицу 34.

Таблица 34 – Показатели надежности схемы электроснабжения собственных нужд

Секции шин	После реконструкции	
	$q_C(\text{ABP})$	$t_{\text{BC}}, \text{ч}$
1 и 2	$3,305 \cdot 10^{-3}$	0,42
3 и 4	$3,859 \cdot 10^{-3}$	0,402
5 и 5А	$3,764 \cdot 10^{-3}$	0,329

8 ЗАМЕНА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 1 ОЧЕРЕДИ НА МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ

8.1 Назначение релейной защиты

В электроэнергетических сетях и оборудовании возникают повреждения и ненормальные режимы работы.

Повреждения: короткие замыкания: сверх ток, понижение напряжения, потеря устойчивости сети.

Ненормальные режимы – отклонения оборудования, снижение напряжения, тока и частоты.

Аварийная ситуация предотвращается отключением поврежденного участка релейной защитой.

Назначение релейной защиты – выявление места КЗ и быстрое отключение поврежденного участка от неповрежденного, выявление нарушений нормального режима и подача предупредительных сигналов или отключений, необходимых для восстановления нормального режима сети. Связь РЗ осуществляется с автоматикой – АПВ, АВР, АЧР.

При возникновении короткого замыкания, вследствие увеличения тока идет падение напряжения в элементах системы, что приводит к понижению напряжения в сети. Возникающая дуга при КЗ разрушает оборудование, а понижение напряжения нарушает работу потребителей и устойчивость параллельной работы генераторов.

Замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью. Ток при этом небольшой. Опасно тем, что может перейти в двухфазное или трех фазное замыкание.

Ненормальные режимы:

- Перегрузка оборудования приводит к перегреву изоляции, при этом изоляция быстро стареет.

- Качания в системах – выход из синхронизма параллельно работающих генераторов. Просадка напряжение.

- Повышение напряжения – при внезапном отключении нагрузки.

8.2 Требования к релейной защите

Селективность – это способность отключать только поврежденный участок сети.

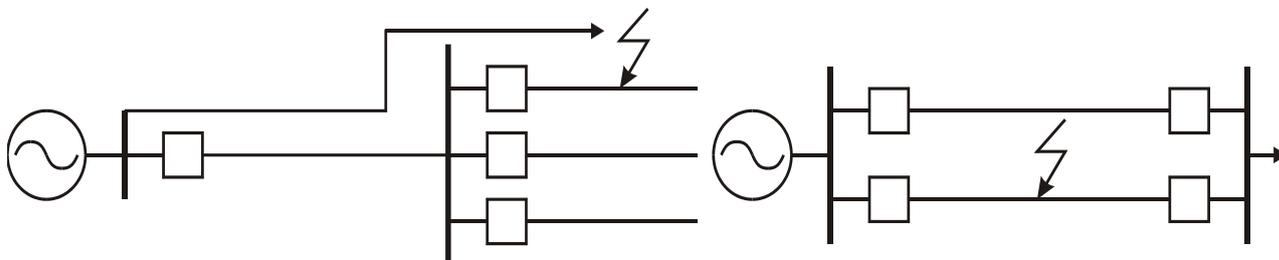


Рисунок 15 – Селективность

Основное условие для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей. Быстродействие – главное условие для сохранения устойчивости параллельной работы генераторов. Уменьшается время снижения напряжения у потребителей, повышается эффективность АПВ, уменьшается ущерб для оборудования.

Таблица 35 – Выдержки времени на реле

Номинальное напряжение, кВ	Время действия релейной защиты, с
300...500	0,1...0,12
110...220	0,15...0,3
6...10	1,5...3

Нужно учитывать время срабатывания выключателей:

$$t_{откл} = t_z + t_v, \quad (115)$$

где t_z – время действия защиты,

t_v – время отключения выключателя.

Быстродействующей защита считается, имеющая диапазон срабатывания – 0,1...0,2 с, самые быстродействующие – 0,02...0,04 с.

Быстродействующие защиты может быть и неселективными, для исправления неселективности используется АПВ, вновь подачи напряжения на отключенный участок сети.

Чувствительность – для реагирования на отклонения от нормального режима.

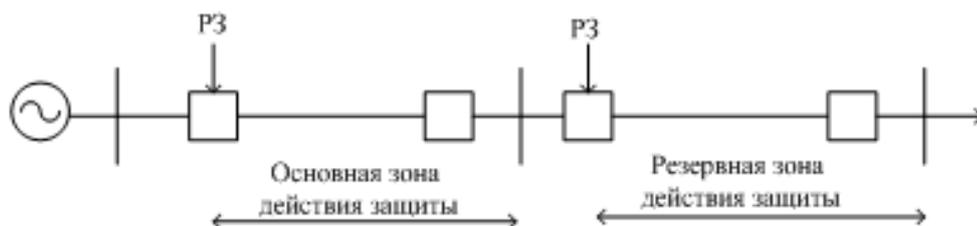


Рисунок 16 - Зоны защиты

Резервирование следующего участка – важное требование. Если защита по принципу своего действия не работает за пределами основной зоны, ставят специальную резервную защиту.

Чувствительность. Защита устанавливается так, чтобы она чувствовала КЗ в конце линии при минимальном режиме работы. Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности $k_{ч}$

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}} \quad (116)$$

где $I_{к.мин}$ – минимальный ток КЗ,

$I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты.

Надежность. Релейная защита должна работать при КЗ в зоне, которую она защищает и не должна работать за зоной защиты.

8.3 Элементы защиты

Пусковые органы – непосредственно и непрерывно контролируют режим работы защищаемого оборудования и реагируют на КЗ и нарушение нормального режима работы.

Это различные реле – автоматические устройства, срабатывающие при определенной уставке.

Логические органы – получают команды пусковых органов и в зависимости от них, по заданной программе производят заранее предусмотренные операции.

Реле также подразделяются на основные и вспомогательные.

Основные типы реле:

- тока;
- напряжения;
- сопротивления;
- мощности (определяющие величину и направление (знак)).

Реле бывают максимальными – действующие при возрастании контролируемой величины, и минимальными – действующие при снижении этой величины.

Вспомогательные типы реле:

- времени;
- указательные (для сигнализации сработки защит);
- промежуточные (передающие действие основных защит на отключение выключателей).

Каждое реле состоит из двух частей – воспринимающую и исполнительную.

Воспринимающая часть состоит из обмотки, питающаяся током или напряжением.

Исполнительная часть – это механическая часть, которая воздействует на контакты реле, заставляя их замыкаться или размыкаться.

8.4 Преимущества микропроцессорных защит

Основным преимуществом микропроцессорных терминалов (защит) – Помимо основных функций, а именно сами защиты оборудования и работы

автоматических устройств, микропроцессорные терминалы осуществляют замер электрических величин.

В данный момент на панели защит оборудования собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС стоит множество реле и аналоговых измерительных приборов. При использования микропроцессорных защит необходимость установки дополнительных измерительных приборов не требуется, так как значения основных электрических величин можно фиксировать на ЖК-дисплее терминалов защит.

Можно отметить еще одно преимущество – точность измерения. Аналоговый прибор измеряет величину с определенной погрешностью.

Общее назначение Микропроцессорные устройства РЗА «ТОР 200-16» применяются в качестве основной или резервной защиты различных присоединений 6-35 кВ.

Места установки Устройства предназначены для установки в КСО, КРУ, КРУН, КТП СН электрических станций и подстанций, а также на панелях, в шкафах управления, расположенных в релейных залах и пультах управления.

Взаимодействие с выключателями Устройства обеспечивают включение отключение с маломасляными, вакуумными, воздушными, элегазовыми выключателями, оснащенными различными типами приводных механизмов.

Оперативное питание Устройства работает от постоянного, выпрямленного переменного или переменного оперативного тока, в том числе при больших просадках напряжения.

Энергонезависимая память хранение уставок защит, конфигурации и зарегистрированных событий (в т.ч. и осциллограмм) независимо от наличия питания в течении всего срока службы.

В устройстве есть встроенные часы-календарь, с помощью которого обеспечивается привязка показ параметров (аварийных ситуаций) в реальном

времени. При отсутствии (исчезновении) оперативного напряжения часы-календарь продолжают работать, не менее 2-х месяцев.

При обнаружении неисправности устройства работа его блокируется, выдаются предупреждающая сигнализация и информация об источнике неисправности.

Условия работы Устройства работают при повышенной влажности. Устройства сохраняют работоспособность в течение 500 мс после исчезновения оперативного питания. Работа на отказ Средняя наработка на отказ сменного элемента составляет не менее 125 000 ч.

Восстановление рабочего состояния. Среднее время восстановления работоспособного состояния устройства при наличии полного комплекта запасных блоков составляет не более 0,5 ч с учетом времени нахождения неисправности. Порты связи Терминалы имеют несколько интерфейсов связи (RS-485, ВОЛС, Ethernet (медь/оптика)) и могут быть интегрированы в систему АСУ ТП любого предприятия.

8.5 Релейная защита асинхронного электродвигателя 6 кВ

Общие положения

Ввод в эксплуатацию микропроцессорных защит должен повысить точность и чувствительность РЗА, улучшить условия согласования защит, ввода новых ступеней защиты, что должно увеличить надежность электроснабжения потребителей [1].

В рамках выпускной квалификационной работы разработаем релейную защиту асинхронного двигателя привода питательного насоса №2, мощность двигателя 500 кВт, номинальное напряжение 6 кВ (табл. 3)

Выбор типов релейной защиты

Для защиты асинхронных двигателей согласно [13] и в соответствии с [9] предусматриваются следующие типы релейных защит и устройств автоматики:

ТО – токовая отсечка;

ДЗТ – дифференциальная защита с торможением, необходима при мощности двигателя более 5 МВт или если ТО не удовлетворяет требованиям по чувствительности;

ДТО – дифференциальная токовая отсечка, применяется в качестве вспомогательного элемента при использовании ДЗТ;

Защита от ЗЗ – защита от замыканий на землю, используется для мощности двигателя менее 2 МВт при токе замыкания на землю 10 А и более, для мощности выше 2 МВт – при токе замыкания на землю 5 А и более;

ЗМН – защита минимального напряжения, необходима, если двигатель не участвует в самозапуске;

ЗНР – защита от неполнофазного режима;

ЗП – защита от перегрузки;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

ЗКН – защита от колебаний нагрузки.

В нашем случае необходимо учесть наличие устройство плавного пуска (УПП) двигателя. При наличии такого устройства применение ДЗТ не рекомендуется.

Поскольку двигатель является приводом сетевого насоса, то колебаний нагрузки, как таковых нет. Следовательно, предусматривать ЗКН нет необходимости.

Защиту асинхронного двигателя выполним на устройстве «ТОР 200 – 16», которое является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики [3].

Микропроцессорные устройства серии «ТОР 200 – 16» предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением 3–35 кВ.

Согласно [9] микропроцессорное устройство «ТОР 200 – 16» полностью соответствует всем типам защит перечисленным выше. Токовая отсечка

Для двигателей, имеющих УПП, расчет уставки ТО проводится как для прямого пуска двигателя. Двигатель в самозапуске не участвует. Отстройка ТО выполняется от двух параметров [13]:

- броска апериодической составляющей пускового тока;
- тока несинхронного включения двигателя.

Номинальный ток двигателя:

$$I_{\text{ном}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 66,82 \text{ А.}$$

Принимаем коэффициент трансформации для трансформаторов тока релейной защиты 100/5. Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты – 10.

Определяем максимальный бросок пускового тока электродвигателя с учетом апериодической составляющей:

$$I_{\text{бр.пуск}} = k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (117)$$

где $k_{\text{апер}}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока, принимаем $k_{\text{апер}} = 1,8$ [13];

$k_{\text{пуск}} = 5,5$ – кратность пускового тока;

$$I_{\text{бр.пуск}} = 1,8 \cdot 5,5 \cdot 66,82 = 613,43 \text{ А.}$$

Выбираем уставку срабатывания ТО много больше $I_{\text{бр.пуск}}$. Принимаем:

$$I_{\text{ср.з}} = 1000 \text{ А} \gg I_{\text{бр.пуск}} = 613,43 \text{ А.}$$

Кратность тока при такой уставке соответствует справочным данным (менее 10).

Определяем значение тока двухфазного КЗ на ввода питания электродвигателя и коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ.

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (118)$$

здесь $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – минимальное значение тока трехфазного короткого замыкания, в нашем случае равный $I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{п0 вн К4}} = 6,384 \text{ кА}$ (табл. 18), тогда:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6384 = 5528,71 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ср.з}}}; \quad (119)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5528,71}{1000} = 4,61$$

Так как коэффициент чувствительности ТО очень высокий ($\gg 2$), то соответственно в ДЗТ и ДТО нет необходимости.

Защита от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю выполняется в две ступени:

– первая ступень выполняет функцию защиты от однофазных замыканий на землю;

– вторая ступень выполняет функцию защиты от двойных замыканий на землю и используется в случае выполнения первой ступени с выдержкой времени (для отстройки от переходных процессов) [13].

Определяем полную мощность двигателя:

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos\varphi \cdot \eta}; \quad (120)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{500}{0,8 \cdot 0,9} = 694,44 \text{ кВА.}$$

Определяем значение емкостного тока двигателя:

$$I_{\text{емк.дв}} = 0,017 \cdot S_{\text{ном}}; \quad (121)$$

$$I_{\text{емк.дв}} = 0,017 \cdot 0,694 = 0,012 \text{ А.}$$

Определяем удельное значение емкостного тока для кабельной линии [23]:

$$I_{\text{емк.уд.КЛ}} = 0,40 \text{ А/км.}$$

Полный емкостной ток (длина линии 100 м):

$$I_{\text{емк.КЛ}} = L \cdot I_{\text{емк.уд.КЛ}}; \quad (122)$$

$$I_{\text{емк.КЛ}} = 0,13 \cdot 0,4 = 0,052 \text{ А.}$$

Определяем первичное значение параметра срабатывания защиты по току от замыканий на землю [13]:

$$3 \cdot I_0 = \frac{k_{отс}}{k_{возвр}} \cdot k_{бр} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.КЛ}), \quad (123)$$

где $k_{отс}=1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_{возвр}=0,95$ – коэффициент возврата;

$$3 \cdot I_0 = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,012 + 0,052) = 0,141 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты при замыкании на землю:

$$k_ч = \frac{I_{ОЗЗ}^{(1)}}{3 \cdot I_0}, \quad (124)$$

где $I_{ОЗЗ}^{(1)}$ – суммарное значение тока емкостного и нейтрали с резистивным заземлением;

$$k_ч = \frac{0,45}{0,141} = 3,19.$$

Коэффициент чувствительности более 1,5, что соответствует норме.

Рассчитываем вторичное значение тока срабатывания защиты с учетом коэффициента трансформации трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗР. Коэффициент трансформации согласно [13] $k_{тр}=18$.

$$3 \cdot I_{0втор} \geq \frac{3 \cdot I_0}{k_{тр}}; \quad (125)$$

$$3 \cdot I_{0втор} \geq \frac{0,141}{18} = 0,008 \text{ А.}$$

Для стабильности срабатывания защиты делаем выдержку времени первой ступени защиты от замыкания на землю равной 0,1 с.

По известному току двигателя определяем уставку срабатывания защиты от двойных замыканий на землю:

$$3 \cdot I_{02} = k_{отс} \cdot k_{нес} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном}, \quad (126)$$

где $k_{нес}=0,025$ – коэффициент, показывающий допустимое значение токов нулевой последовательности, при несимметрии напряжения питающей сети;

$$3 \cdot I_{02} = 1,05 \cdot 0,025 \cdot 5,5 \cdot 66,82 = 8,95 \text{ А.}$$

По требованиям [9] уставка выбирается из диапазона 50–200 А, тогда:

$$3 \cdot I_{02} = 50 \text{ А.}$$

Вторая ступень защиты от замыканий на землю (защита от двойных замыканий на землю) работает без выдержки времени.

Защита минимального напряжения

Поскольку двигатель не участвует в самозапуске, то защита от минимального напряжения необходима. Защита выполняется двухступенчатой.

Первая ступень защиты сделана для отключения неответственных электродвигателей, не участвующих в самозапуске с целью облегчения процесса самозапуска, и выполняется с напряжением срабатывания [13]:

$$U_{\text{ср.зI}} = (0,6 - 0,7) \cdot U_{\text{ном}} ; \quad (127)$$

$$U_{\text{ср.зI}} = 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ кВ.}$$

Принимаем время срабатывания первой ступени – $T_{\text{ср.зI}} = 0,5 \text{ с.}$

Вторая ступень защиты сделана при отключении всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технического процесса и техники безопасности. Она выполняется с параметром срабатывания по напряжению (по условию возврата при самозапуске двигателей) [13]:

$$U_{\text{ср.зII}} = (0,4 - 0,5) \cdot U_{\text{ном}} ; \quad (128)$$

$$U_{\text{ср.зII}} = 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ кВ.}$$

Принимаем время срабатывания первой ступени – $T_{\text{ср.зII}} = 3 \text{ с.}$

Защита от неполнофазного режима

Неполнофазный режим работы трехфазных электродвигателей способствует к недопустимому разогреву зубцов ротора, пазовых клиньев и бандажных колец.

Электродвигатели, которые защищаются от токов КЗ предохранителями, не имеющие вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, устанавливаются защиты от перегрузки в двух фазах. Однако рекомендуется использовать защиту от неполнофазного режима для всех двигателей.

Ток в каждой из двух рабочих фаз при неполнофазном режиме работы электродвигателя составляет [13]:

$$I_{\text{авар}} = (1,6 - 2,5) \cdot I_{\text{ном}}. \quad (129)$$

При работе электродвигателя в неполнофазном режиме токи прямой и обратной последовательности равны.

Защита срабатывает при выполнении двух условий:

– превышение тока, потребляемого электродвигателем в двух фазах значения

$$I_{\text{ср.з}} = 1,6 \cdot I_{\text{ном}}; \quad (130)$$

$$I_{\text{ср.з}} = 1,6 \cdot 66,82 = 106,9 \text{ А};$$

– значение тока обратной последовательности превышает 0,3 от значения тока прямой последовательности:

$$I_{\text{ср.з.обр}} = 0,3 \cdot I_{\text{ср.з}}; \quad (131)$$

$$I_{\text{ср.з.обр}} = 0,3 \cdot 106,9 = 32,07 \text{ А}.$$

Принимаем время срабатывания защиты на отключение электродвигателя – $T_{\text{ср.з}} = 0,5 \text{ с}$.

Время срабатывания защиты отстраивается от времени ликвидации неполнофазного режима системами автоматики, таким образом: $T_{\text{ср.з}} = 1 \text{ с}$.

Защита от перегрузки

В блоках микропроцессорных релейных защит сделано два варианта защит двигателя от перегрузок: в виде защиты от симметричных перегрузок и в виде тепловой защиты.

К положительным чертам защиты от симметричных перегрузок, сделана по максимальному фазному току, следует отнести ее простоту и простой способ расчета уставок. К недостатку защиты следует отнести

отсутствие учета температуры окружающей среды и температуры статорной обмотки от ранее полученного теплового импульса.

Исполнение защиты в виде тепловой модели сложное, для расчета уставок требуется запрос у производителя двигателей дополнительных данных. Существующие тепловые модели могут не учесть отдельные индивидуальные особенности электрических машин. По этим причинам на отключение рекомендуют применять защиту от симметричных перегрузок.

Защита электродвигателя от симметричных перегрузок делается трехступенчатой. Релейная защита работает по максимальному току фазы. Каждая ступень может быть введена и выведена независимо от других.

Основной частью является вторая ступень, так - как она является защитой перегрузок и обязана соответствовать перегрузочной характеристике двигателя. Первая ступень сделана для быстрого отключения двигателя в случае блокировки ротора, а также выполняет функцию ближнего резервирования при отказе максимальной токовой отсечки. Третья ступень действует на сигнализацию при малой кратности перегрузки за заранее заданный отрезок времени.

Первая ступень защиты выполняется с независимой характеристикой и работает с выдержкой времени и действием на отключение электродвигателя. Ток срабатывания защиты отстраивается от пускового тока электродвигателя:

$$I_{\text{ср.з.1}} = \frac{1,2 \cdot k_{\text{пуск}}}{k_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{ном}}; \quad (132)$$

$$I_{\text{ср.з.1}} = \frac{1,2 \cdot 5,1}{0,95} \cdot 66,82 = 430,78 \text{ A};$$

Время срабатывания первой ступени максимальной токовой защиты принимаем 0,1 сек. по условию стойкости от длительности броска пускового тока АД. Это необходимо для исключения неправильного действия защиты при подпитке двигателями КЗ на шинах или присоединениях питающей сети.

Вторая степень защиты выполняется с инверсной характеристикой и работает с действием на отключение электродвигателя. Пуск защиты выполняется при кратности тока 1,08 от номинального тока двигателя. Первичный ток пуска второй степени защиты составит:

$$I_{\text{ср.з. II}} = \frac{1,08}{k_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = k_{*II} \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (133)$$

$$I_{\text{ср.з. II}} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 66,82 = 75,97 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{ср.з. II}} = \frac{150}{k_{*II}^2 - 1}; \quad (134)$$

$$t_{\text{ср.з. II}} = \frac{150}{1,137^2 - 1} = 512 \text{ с.}$$

Третью степень защиты выполняем с независимой характеристикой с действием на сигнализацию. Первичный ток срабатывания третьей степени максимальной токовой защиты электродвигателя:

$$I_{\text{ср.з. III}} = \frac{1,05}{k_{\text{возв}}} \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (135)$$

$$I_{\text{ср.з. III}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 66,82 = 73,86 \text{ А.}$$

Защищаемый АД не подвержен технологическим перегрузкам. Принимаем время срабатывания третьей степени защиты 10 сек.

Устройство резервирования при отказе выключателя

Функция УРОВ предназначена для отключения смежных выключателей электрической сети при отказе выключателя электродвигателя. Согласно [8], для электроустановок 6–10 кВ не требуется применение УРОВ. Тем не менее, при использовании терминалов микропроцессорной релейной защиты, применение УРОВ рекомендуется, поскольку небольшие затраты на организацию такой схемы позволяют

минимизировать повреждения распределительного устройства в случае отказа выключателя электродвигателя.

Функция УРОВ терминала микропроцессорной РЗ выполняет контроль тока в защищаемой цепи после сигнала отключения выключателя. При отключении двигателя выключателем УРОВ должно зафиксировать нулевое значение тока (при исправном выключателе). Если после выдачи сигнала на отключение выключателя терминал продолжает регистрировать ток на отключаемом присоединении, то формируется выходной сигнал с выдержкой времени.

Ток срабатывания УРОВ выбирается из диапазона [13]:

$$I_{\text{ср.з}} = (0,05 - 0,1) \cdot I_{\text{ном}}; \quad (136)$$

$$I_{\text{ср.з.г}} = 0,1 \cdot 66,82 = 6,68 \text{ А.}$$

Время задержки формирования выходного сигнала УРОВ при срабатывании защит действующих на отключение, определяем по выражению [13]:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{вык}} + t_{\text{возРЗ}} + t_{\text{погр}} + t_{\text{зап}}, \quad (137)$$

где $t_{\text{вык}}$ – время отключения выключателя, $t_{\text{вык}} = 0,1$ с;

$t_{\text{возРЗ}}$ – время возврата РЗ, пускающей УРОВ, для терминала микропроцессорной РЗ – $t_{\text{возРЗ}} = 0,1$ с;

$t_{\text{погр}}$ – время допустимой погрешности реле времени УРОВ в сторону ускорения действия, для терминала микропроцессорной РЗ – $t_{\text{погр}} = 0,025$ с, при уставках защиты от 0,05 до 1 с;

$t_{\text{зап}} = 0,1$ с – запас по времени;

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,1 + 0,1 + 0,025 + 0,1 = 0,325 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчёты произведены аналогично и сведены в

ПриложениеЕ

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

9.1 Цель и задачи раздела

Цель данной выпускной квалификационной работы – расчет эффективности затрат на реконструкцию системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС.

Для оценки эффективности затрат на реализацию проекта реконструкции в экономической части определены необходимые капиталовложения для проведения реконструкции, технико-экономические показатели проекта (суммарные издержки, себестоимость распределения электроэнергии, чистый дисконтированный доход и срок окупаемости затрат).

9.2 Расчет капитальных вложений

Суммарные капиталовложения, необходимые для проведения реконструкции системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС, можно определить по формуле:

$$K=K_{\text{обор}}+K_{\text{КЛ}}, \quad (138)$$

где $K_{\text{обор}}$ – капитальные вложения в электрооборудование системы собственных нужд (ячейки комплектных распределительных устройств внутренней установки с номинальным напряжением 6 кВ с вакуумными выключателями, трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ), тыс. руб.;

$K_{\text{КЛ}}$ – капитальные вложения в кабельные линии 6 и 0,4 кВ, тыс. руб.

Расчёт капитальных вложений в электрооборудование в ценах 2021 года производится по формуле:

$$K_{\text{обор}}=n \cdot K_{\text{яч}} \cdot k_{\text{зонПС}} \cdot k_{\text{переоц}} + \sum K_{\text{тр}} \cdot k_{\text{зон}} + K_{\text{АВ}} \cdot k_{\text{зонПС}}, \quad (139)$$

где $n=53$ – число ячеек РУСН 6 кВ собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС;

$K_{\text{яч}}=890$ тыс. руб. – стоимость одной ячейки КРУ 6 кВ с вакуумным выключателем в ценах 2021 г. [19];

$k_{\text{зон}}=1,3 \div 1,7$ – зональный повышающий коэффициент на базовую

стоимость сооружения подстанций на Дальнем Востоке [19];

$K_{\text{переоц}}=3,94$ – индекс изменения сметной стоимости капитальных вложений к уровню цен по состоянию на 2021 год [9];

$K_{\text{тр}}=512$ тыс. руб. -1000кВа 320 тыс. руб. -630кВа тыс. руб. – стоимость трансформатора ТНЗ–1000(630)/6/0,4 кВ в ценах 2021 г.

$K_{\text{ав}}$ – стоимость автоматических выключателей серии ВА50 в ценах 2021 г.

Капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{КЛ}}=K_{\text{удКЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{переоц}}, \quad (140)$$

здесь $K_{\text{удКЛ}}$ – удельная стоимость сооружения КЛ в ценах 2021 г., тыс. руб./м

$L_{\text{КЛ}}$ – длина кабельных линий, м.

Расчёт капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС выполнен в таблице 36. При этом для кабельных линий не учитывается полная стоимость прокладки, т.к. новые кабели 6 и 0,4 кВ прокладываются в уже существующие кабельные каналы. Суммарные капиталовложения, необходимые для реконструкции системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС, по данным таблицы 36:

$$K=92369+53705=146074 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 36 – Капиталовложения в реконструкцию

Наименование	К-во	Цена (2000 г.), тыс. руб.	Цена (2021 г), тыс. руб.	Всего, тыс. руб.
Ячейка КРУ 6 кВ	53	160	890	47170
Трансформатор ТСЗ–1000/6/0,4	3		512	1536
Трансформатор ТСЗ–630/6/0,4	2		320	640
Автоматический выключатель ВА 57–35	40		4,2	168
Автоматический выключатель ВА 57–39	15		13	195

1	2	3	4	5
Устройство защиты ТОР 200-16	34		305	10370
Трансформатор тока ТОЛ-10У2	40		15	600
Трансформатор напряжения НАМИ-6У2	6		150	900
Итого по оборудованию в ценах 2021 г.				61579
Итого по оборудованию в ценах 2021 г. с учётом $k_{зон}$				92369
Кабель АПвБВ-6 3х35	70		3,9	273
Кабель АПвБВ-6 3х50	120		4,5	540
Кабель АПвБВ-6 3х70	966		5,2	5023
Кабель АПвБВ-6 3х95	955		6,0	5730
Кабель АПвБВ-6 3х120	120		6,8	816
Кабель АПвБВ-6 3х150	630		7,9	4977
Кабель АПвБВ-6 3х240	1740		10,6	18444
Итого по кабелям в ценах 2021 г.				35803
Итого по кабелям в ценах 2021 г. с учётом $k_{зон}$				53705

9.3 Расчет издержек

Амортизационные отчисления, т.е. денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции, определяются по формуле:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам}, \quad (141)$$

где $\alpha_{ам}$ – норма ежегодных отчислений на амортизацию.

Норма ежегодных амортизационных отчислений обратно пропорциональна сроку полезного использования оборудования, который принимается на основании классификации основных средств по группам полезного использования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (142)$$

здесь $T_{сл}=20$ лет – срок службы электрооборудования.

Ежегодные затраты на капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования также зависят от стоимости оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (143)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, для КЛ 6 кВ $\alpha_{\text{эксКЛ}} = 0,4\%$; для электрооборудования – $\alpha_{\text{эксПС}} = 3,7\%$. [14]

Таким образом, ежегодные отчисления на амортизацию и эксплуатацию:

$$I_{\text{ам}} = \frac{146074}{20} = 7304 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 53705 \cdot 0,004 + 95610 \cdot 0,037 = 3752 \text{ тыс. руб.}$$

9.4 Штатная численность персонала

Расчет численности персонала

Таблица 37 – Расчёт численности оперативного персонала

Норматив	Показатель	Ед. изм.	Количество	Усл. Ед., чел./ед.	Норм. Численность, чел.
1	2	3	4	5	6
Нормативная численность подразделения по организации ремонта и обслуживания силовых трансформаторов и электротехнического оборудования	Количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации	ед.	5	1/250	0,02
	Количество присоединений с вакуумным выключателем 6 кВ	ед.	54	2/100	1,08

1	2	3	4	5	6
	Распределительные пункты с постоянным дежурством персонала (секции шин КРУ–6 кВ и РУ–0,4 кВ)	ед.	2	4/1	8
	КЛ 6 кВ	км	14,3	3,5 /100	0,501
	Вакуумный выключатель	ед.	54	9,5 / 1000	0,513
Итого					10,1

Среднесписочная численность работников с учётом районного повышающего коэффициента $k_p=1,1$ составляет

$$ССЧ=10,1 \cdot 1,1=11 \text{ человек.}$$

9.5 Расчёт заработной платы

Расчет основной и дополнительной заработной платы ремонтно-эксплуатационных рабочих осуществляется по повременной системе. Тарифный фонд заработной платы находится следующим образом:

$$\text{ФЗП}_{\text{тариф}} = \text{ЧТС} \cdot N \cdot \text{ФРВ}, \quad (144)$$

где $N=11$ – численность персонала предприятия, чел;

$\text{ЧТС}=27$ руб./час – часовая тарифная ставка, принятая по отношению текущего значения минимальной ежемесячной заработной платы по РФ к 192 час [14] ($5205/192=27,11$ руб./ч);

$\text{ФРВ}=2085$ ч – фонд рабочего времени в среднем;

$$\text{ФЗП}_{\text{тариф}} = 27 \cdot 11 \cdot 2085 = 619,2 \text{ руб.}$$

Годовой фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = \Phi ЗП_{\text{тариф}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (145)$$

где $K_1 = 4 \div 12$ – коэффициент учитывающий величину доплат, премий [14];

$K_2 = 1,5$ – районный коэффициент для южных районов Дальнего Востока [14];

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = 619,2 \cdot 8 \cdot 1,5 = 7430 \text{ тыс. руб.}$$

9.6 Расчёт себестоимости распределения электроэнергии

Полная себестоимость распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\text{расп}} = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (146)$$

где I_{Σ} – суммарные издержки, связанные с распределением электроэнергии, тыс. руб.;

W – электроэнергия, потребленная электроприемниками, тыс. кВт·ч:

$$W = P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (147)$$

здесь $P_p = 9$ МВт – расчётная электрическая нагрузка электроприемников собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС;

$$W = 9 \cdot 5000 = 45000 \text{ МВт·ч.}$$

В нашем случае суммарные издержки на распределение электроэнергии складываются из отчислений на амортизацию $I_{\text{ам}}$ и эксплуатацию $I_{\text{экс}}$ оборудования, годового фонда заработной платы $\Phi ЗП_{\text{год}}$ и прочих расходов $I_{\text{пр}}$:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + \Phi ЗП_{\text{год}} + I_{\text{пр}}. \quad (148)$$

Прочие расходы определяются по формуле

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K; \quad (149)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (7304 + 3752 + 7430) + 0,03 \cdot 146074 = 9928 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем суммарные издержки и величину себестоимости распределения электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 7304 + 3752 + 7430 + 9928 = 28414 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{\text{расп}} = \frac{28414}{45000} = 0,63 \text{руб./}(кВт\cdot\text{ч}).$$

9.7 Стоимостная оценка результатов реконструкции

Любые расходы, связанные с производством электроэнергии на Райчихинской ГРЭС, в конечном итоге включаются в стоимость электроэнергии, отпускаемой с шин электростанции.

$$O_p = 1,7 \cdot C_{\text{расп}} \cdot W; \quad (150)$$

$$O_p = 1,7 \cdot 0,63 \cdot 45000 = 48195 \text{ тыс. руб.}$$

Все рассчитанные экономические показатели сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Экономические показатели проекта реконструкции

№	Показатели и статьи расходов	Обозн.	Ед. изм.	Значение	%
1	Капитальные вложения	К	тыс. руб.	146074	–
2	Амортизация основных средств	И _{ам}	тыс. руб.	7304	25,7
3	Затраты на ремонт и эксплуатацию	И _{экс}	тыс. руб.	3752	13,2
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	ФЗП _{год}	тыс. руб.	7430	26,1
5	Прочие расходы	И _{пр}	тыс. руб.	9928	35
6	Всего годовых затрат	И _Σ	тыс. руб.	28414	100
7	Потребляемая электроэнергия (за год)	W	МВт·ч	45000	–
8	Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб./(кВт·ч)	0,63	
9	Стоимость электроэнергии, отпускаемой в систему электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС	O _p	тыс. руб.	48195	

9.8 Расчет экономической эффективности проекта реконструкции

Для оценки экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции рассчитывается чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.

Прибыль в год от реализации проекта определяется по выражению:

$$П_{бт} = О_{Pt} - И_{\Sigma} - И_{AM}, \quad (151)$$

$$П_{бт} = 48195 - 28414 - 7304 = 12477 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$Н_t = 0,24 \cdot П_{бт}, \quad (152)$$

$$Н_t = 0,24 \cdot 12477 = 2995 \text{ тыс. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:

$$\mathcal{E}_t = О_{Pt} - И_t' - Н_t - К_{\Sigma}, \quad (153)$$

где $И_t'$ – полные эксплуатационные расходы;

$$И_t' = И_{\Sigma} - И_{AM}, \quad (154)$$

$$И_t' = 28414 - 7304 = 21110 \text{ тыс. руб}$$

$$\mathcal{E}_t = 48195 - 21110 - 2995 - 146074 = -121984 \text{ тыс. руб}$$

Чистый дисконтированный доход определяется по выражению:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+d)^t}, \quad (155)$$

где d – норма дисконтирования

$$d = \frac{1 + \frac{E}{100}}{1 + \frac{r}{100}} = \frac{1 + \frac{8,25}{100}}{1 + \frac{5}{100}} = 31\%$$

где E – ставка рефинансирования, $E = 0,0825$, согласно (Указание Банка России от 13 сентября 2021 г. № 2873-У "О размере ставки рефинансирования Банка России").

r – темп инфляции, $r=0,05$.

Принимаем допущения:

- 1) проектно-изыскательские работы и реконструкция – 3 года;
- 2) инвестирование в первый год 30 % от суммарных капиталовложений;
- 3) инвестиции во второй год 30 % от суммарных капиталовложений.
- 4) инвестиции в третий год 40 % от суммарных капиталовложений.

ЧДД в первый год с момента начала реконструкции подстанции:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{-121984 * 0,3}{(1+0.031)^1} = -35492 \text{ тыс. руб. Срок окупаемости 12 лет.}$$

Выручка от реконструкции подстанции через 20 лет составит 59773,513тыс.руб.

Расчёт ЧДД произведён в приложении Ж.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность.

Требования охраны труда при организации проведения работ(производственных процессов) в строительном производстве, ремонте Целью данной работы является создание проекта (реконструкции) системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС РУСН 6 кВ и РУСН 0,4 кВ .

Планируется РУСН 6 кВ заменить на КРУ 6 кВ с вакуумными выключателями. в качестве вводных рабочих и резервных выключателей для секций шин РУСН–6 кВ предварительно выбираем вакуумные выключатели ВР6-6-20/630У2 , которые заменят устаревшие и изношенные масляные выключатели ВМГ-133 в ячейках вводов рабочего и резервного питания РУСН–6 кВ, так-же заменить защиты на микропроцессорные в КРУ.

1. В организационно-технологической документации на строительное производство должны быть определены:

1) устройства, предназначенные для организации рабочих мест при производстве строительно-монтажных работ на высоте

2) пути и средства подъема работников на рабочие места

2. Перед началом строительного производства работодатель и руководитель хозяйствующего субъекта, должны оформить акт-допуск для производства строительно-монтажных работ

3. При совместном производстве нескольких видов работ, допускается оформление единого наряда-допуска с включением в него требований по безопасному выполнению каждого из вида работ.

4. Наряд-допуск выдается непосредственному руководителю работ (прорабу, мастеру, менеджеру и другим) должностным лицом, уполномоченным приказом работодателя.

5. К работникам, участвующим в строительном производстве в условиях действия опасных производственных факторов, связанных с

условиями и характером работы, предъявляются дополнительные (повышенные) требования охраны труда.

6. Лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски.

Работники обязаны применять средства индивидуальной защиты в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда.

7. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых не обогреваемых помещениях, должны предоставляться специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Охрана труда при проведении испытаний и измерений. Испытания электрооборудования с подачей повышенного напряжения от постороннего источника кабелей, силовых трансформаторов.

1. К проведению испытаний электрооборудования выполняют работники которые прошли подготовку и сдали на группу по электробезопасности, V группа - в электроустановках напряжением выше 1000 В и IV группа - в электроустановках напряжением до 1000 В.

Право на проведение испытаний записывается в удостоверении в поле "Свидетельство на право проведения специальных работ"

2. Испытания электрооборудования выполняется по наряду в том числе и вне электроустановок

3. Рабочее место оператора испытательной установки должно быть ограждено от того участка, куда будет подано напряжение выше 1000 В.

4. Допуск по нарядам других работников должен производиться после испытания оборудования (окончания работы) и закрытия наряда по этой работе.

5. Место испытание должно быть ограждено верёвкой, чтобы не подошел ни кто на недопустимое расстояние к оборудованию которое испытывают и висеть плакаты испытание-опасно для жизни.

6. При необходимости следует выставлять охрану, состоящую из членов бригады, имеющих группу II, для предотвращения приближения посторонних людей к испытательной установке.

7. При испытаниях КЛ, так же вывешивается предупреждающий плакат "Испытание. Опасно для жизни".

8. Снимать заземления во время испытания, установленные при подготовке рабочего места и препятствующие проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь разрешается только по указанию производителя.

9. При испытании должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки.

10. Включение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом

11. Запрещается приближаться к испытываемому оборудованию на недопустимое расстояние с момента подачи напряжения.

12. Кабель прожигают со стороны заземляющих устройств.

13. После испытаний производитель работ должен убрать напряжение испытательной установки до нуля, выключить ее от сети.

После испытания оборудования (кабелей, генераторов) с них должен быть снят остаточный заряд специальной разрядной штангой.

14. Измерения сопротивления изоляции мегаомметром в процессе эксплуатации разрешается выполнять обученным работникам из числа электротехнического персонала.

15. Измерение сопротивления изоляции должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление следует снимать только после подключения мегаомметра.

16. Во время работы мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует

снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Основные требования охраны труда при вводе в эксплуатацию нового и реконструированного оборудования и производственных помещений. Требования охраны труда к оборудованию и производственным помещениям должны быть установлены еще на этапе проектирования. Конструкция зданий и помещений должна быть выполнена с учетом технологических процессов и специфики производства. Отопление и вентиляция, внутреннее и внешнее освещение, водоснабжение и канализация должны соответствовать численности персонала и группе производственных процессов.

Требованиям действующих стандартов и других нормативных документов должен отвечать состав устройств молниезащиты, тушения пожаров, автоматической пожарной сигнализации и связи, санитарно-бытовых помещений, средств и систем защиты персонала от физических, химических и биологических факторов и устройств нейтрализации и утилизации отходов и вредных веществ.

Проектом должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране труда и окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы и системы отвода ливневых вод.

При приемке оборудования и средств производства должно быть проверено:

- соответствие объектов и смонтированного оборудования проектам;
- соответствие выполнения строительно-монтажных работ требованиям строительных норм и правил;
- результаты испытаний и комплексного опробования оборудования;
- подготовленность объектов к эксплуатации и выпуску продукции, включая выполнение мероприятий по обеспечению на них условий труда в соответствии с требованиями техники безопасности и производственной санитарии.

10.2 Экологичность

Все выбросы Райчихинской ГРЭС являются токсическими веществами, негативно воздействующими на организм человека. Полициклические ароматические углеводороды обладают мощным канцерогенным действием (т.е. вызывать рак – онкологические заболевания).

При сжигании мазута выделяются сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, соединения ванадия, солей натрия. Угольные станции выбрасывают в атмосферу микроэлементы и радионуклиды с частицами недогоревшего топлива. В саже некоторых видов топлива имеется мышьяк, свободный диоксид кремния, свободный оксид кальция. Выбрасываемые в атмосферу из дымовых труб электростанций токсичные вещества оказывают вредное воздействие на весь комплекс живой природы - биосферой.

Биосфера включает в себя прилегающий к поверхности земли слой атмосферы, верхний слой почвы и верхние слои водных поверхностей.

Наиболее чувствительным к содержанию SO_2 являются растения. Токсичное воздействие SO_2 связано с повреждением поверхности листьев или хвои из-за разрушения, содержащегося в них хлорофила. Лиственные растения, ежегодно сбрасывающие листву, менее подвержены действию SO_2 .

Отрицательным воздействием атмосферных загрязнений на людей являются - токсические туманы (резкое возрастание концентрации атмосферных загрязнений и неблагоприятные метеорологические условия).

Туманы по своему воздействию на людей могут делать: быстрый подъем концентраций в воздухе сернистого газа и взвешенных веществ во время неблагоприятных метеорологических условий.

Второе проявление токсических веществ, загрязняющих атмосферу, связано с хроническими неспецифическими заболеваниями. В качестве загрязнителей в окружающую среду поступают также различные окислы азота. Так как они токсичны для человека, они обладают резко выраженным раздражающим действием, особенно на слизистую оболочку глаза. Оксиды азота почти не растворимы в жидких средах, в связи с чем они способны

глубоко проникать в легкие, вызывая повреждения альвеолярного эпителия и бронхов.

При работе энергоустановок, должны применяться меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду: выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, шума, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий. Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д.

При авариях из трансформатора может произойти выброс или утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде, также привести к возгоранию трансформаторного масла, а горение нефтепродуктов приводит к загрязнению атмосферы. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру маслоприемника, который заполняется гравийной засыпкой. Засыпка должна содержаться в чистом состоянии, бортовые ограждения должны быть не менее 150 мм от поверхности земли за ограждением по всему периметру маслоприемника [9].

В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Меры, применяемые для предупреждения растекания масла, а также для предупреждения выбросов в атмосферу продуктов его горения

рассмотрены далее. Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов, и должна быть закрытого типа. Выполним расчёт габаритов маслоприемника для двухобмоточного трансформатора – ТД-15000/35/установлен на ОРУ, через который осуществляется связь между ГРУ–6 кВ и ЗРУ–35 кВ на Райчихинской ГРЭС. В зависимости от массы трансформаторного масла в единице маслonaполненного оборудования маслоприёмники бывают:

- а) без отвода масла (до 20 тонн);
- б) с отводом масла (свыше 20 тонн).

Параметры трансформатора:

- масса масла $m_M = 11000$ кг;
- длина $A = 6,1$ м;
- ширина $B = 3,08$ м.
- высота $H = 4,6$ м.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования на расстояние Δ , не менее:

- 0,6 м, при $m_M \leq 2000$ кг;
- 1 м, при $m_M > 2000 \div 10000$ кг;
- 1,5 м, при $m_M > 10000 \div 50000$ кг;
- 2 м, при $m_M > 50000$ кг.

Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Площадь маслоприемника равна:

$$S_{МП} = C \cdot D; \quad (156)$$

где $C = A + \Delta$ – длина маслоприемника, м;

$D = B + \Delta$ – ширина маслоприемника, м.

$$C = 6,1 + 2 \cdot 1,5 = 9,1 \text{ м}$$

$$D = 3,08 + 2 \cdot 1,5 = 6,08 \text{ м}$$

Глубина маслоприёмника:

$$h_{mn} = h_2 + h_6 + h_{TM+H_2O} \quad (157)$$

где $h_Г$ – слой гравия;

$h_В$ – высота воздушного зазора;

h_{TM+H_2O} – высота слоя трансформаторного масла и воды.

$$h_Г = 0,25 \text{ м}$$

$$h_В = 0,05 \text{ м}$$

$$h_{TM+H_2O} = h_{TM} + h_{H_2O} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + \frac{0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{МП}}, \quad (158)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла, м³;

$S_{МП}$ – площадь маслоприемника, м²;

V_{H_2O} – объем воды, м³.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (159)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3.$$

$$V_{TM} = \frac{11000}{880} = 12,5 \text{ кг/м}^3.$$

$$V_{H_2O} = I_n \cdot t_n \cdot (S_{МП} + S_{БПТ})$$

где I_n – коэффициент интенсивности пожаротушения;

t_n – время пожаротушения.

$$I_n = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$$

$$t_n = 1800 \text{ с}$$

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

$$S_{МП} = C \cdot D = 9,1 \cdot 6,08 = 55,33 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H \cdot (A + B) = 2 \cdot 4,6 \cdot (6,1 + 3,08) = 84,46 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (55,33 + 84,46) = 50,32 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{TM+H}_2\text{O}} = \frac{12,5}{55,33} + \frac{0,8 \cdot 50,32}{55,33} = 0,95 \text{ м.}$$

$$h_{\text{мп}} = 0,25 + 0,05 + 0,95 = 1,25 \text{ м.}$$

Объём маслоприёмника:

$$V_{\text{МП}} = S_{\text{МП}} \cdot h_{\text{МП}} = 55,33 \cdot 1,25 = 69,16 \text{ м}^3.$$

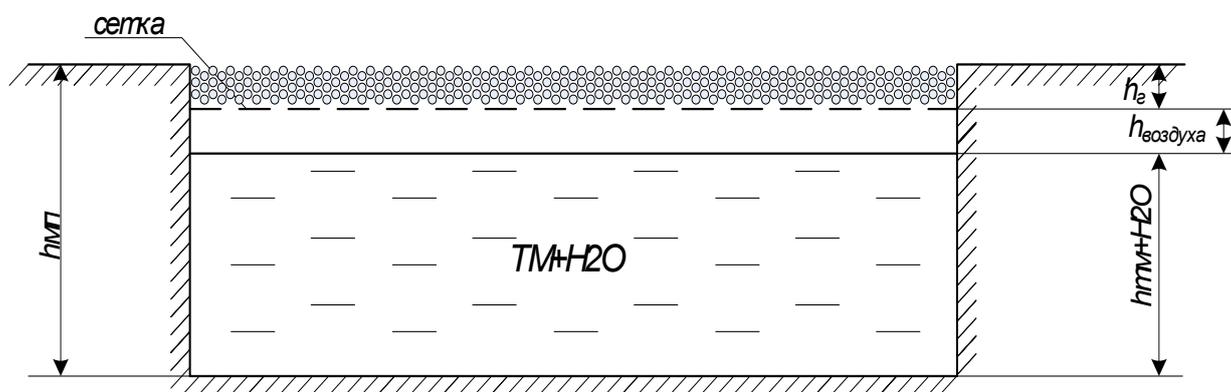


Рисунок 17 – Схема маслоприёмника без отвода масла

10.3 Чрезвычайные ситуации

На Райчихинской ГРЭС все электроприёмники собственных нужд питаются через кабельные линии, поэтому в данном разделе мы рассмотрим пожарную безопасность при работах в кабельных каналах.

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно [9] должны соответствовать требованиям ППБ. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации.

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, исходя из особенностей производства, и разработан оперативный план тушения пожара.

К кабельному хозяйству относятся все кабельные сооружения, а также кабельные линии. Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику. Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. При обнаружении попадания воды, пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры. В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии. При эксплуатации кабельных сооружений указанные двери должны находиться и фиксироваться в закрытом положении. Допускается по условиям вентиляции кабельных помещений держать двери в открытом положении, при этом они должны автоматически закрываться от импульса пожарной сигнализации в соответствующем отсеке сооружения. Устройства самозакрывания дверей должны поддерживаться в технически исправном состоянии.

Порядок организации тушения пожаров на оборудовании энергетических объектов под напряжением 0,4 кВ.

При возникновении пожара начальником смены станции выписывается письменный допуск на тушение энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ, разрешение должно оформляться заранее с учетом требований оперативных карточек пожаротушения и хранить на главном щите управления.

Оборудование, без автоматической установки пожаротушения, можно тушить с использованием имеющихся в наличии огнетушащих средств и принятием необходимых мер безопасности людей, принимающими участие в тушении пожара.

Оборудование электростанции, находящееся под напряжением выше 0,4 кВ перед тушением пожара, должно быть обесточено. На каждом энергетическом предприятии распоряжением главного инженера

(технического руководителя) определяется конкретное оборудование, которое по условиям технологической работы не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара
Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, разрешается тушить распыленными струями воды, из ручных пожарных стволов подаваемой с расстояния не менее 5 метров. Тушение струей воды не разрешается.

Во время тушения пожара воздушно-механической пеной с заполнением помещения (тоннеля) обязательно заземлить пеногенераторы и насосы пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 39.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 39.

Таблица 39 – Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением [11]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
До 10 кВ	не менее 1 метра	углекислотные
До 1 кВ	не менее 0,6 метра	порошковые
До 0,4 кВ	не менее 0,6 метра	хладоновые

Разрешается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МЧС РФ,

ведомственной пожарной охраны и персонал энергетического предприятий должен выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;

- заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личному составу подразделений Государственной противопожарной службы МЧС РФ, ведомственной пожарной охране и персоналу запрещается:

- самостоятельно отключать оборудование и прочие операции с электрооборудованием;

- тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

- использование в качестве огнетушащего вещества морскую (соленую) воду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе я произвел реконструкцию системы электроснабжения собственных нужд первой очереди Райчихинской ГРЭС.

Для решения задач реконструкции были рассчитаны нагрузки потребителей собственных нужд. По данным были выбраны новые ТСН большей мощности, так как старые работали с перегрузом. Также были выбраны сечения кабелей, шин питающей сети.

В ходе работы была разработана новая схема электроснабжения. В разработанной схеме были просчитаны токи короткого замыкания в различных ее точках. По расчетам токов КЗ был произведен выбор оборудования для системы собственных нужд 6 кВ и главного распределительного устройства 6 кВ.

В специальной части выпускной квалификационной работе был произведён перевод старой электромеханической релейной защиты на новую микропроцессорную защиту, и рассчитаны уставки на примере одного двигателя собственных нужд - питательного насоса №2

В экономической части выпускной квалификационной работе был определен экономический показатель при реконструкции 1 очереди, суммарные капиталовложения составили 146074 тыс. руб. срок окупаемости данного оборудования составил 12 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Исмагилов, Ф. Р., Ахматнабиев, Ф. С. Микропроцессорные устройства релейной защиты энергосистем: учебное пособие / Ф. Р. Исмагилов, Ф. С. Ахматнабиев. – Уфа: УГАТУ, 2009. – 171 с.
- 2 Каталог кабельной продукции ОАО «Иркутсккабель», 2008.
- 3 Микропроцессорные устройства защиты электродвигателя «ТОР200-16», «ТОР 200». Руководство по эксплуатации.
- 4 Ополева Г.Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник.– Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2003.
- 5 Ополева Г.Н. Электроснабжение. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования, Иркутск 2008. – 327 с.: с ил.
- 6 Орлова И.Н. Электротехнический справочник: В 3 томах. Т.3. В 2 книгах. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии.: и др. 9-е изд., испр. И доп. – М.: энергоатомиздат, 2004. – 500 с.
- 7 Письмо МинРегион России от 28.02.2021 г. №3085–ЕС/08. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, пусконаладочных работ, проектных и изыскательских работ, прочих работ и затрат и оборудования на I квартал 2021 года.
- 8 Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации №49 от 19.02.2000.
- 9 Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.
- 10 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
- 11 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 12 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания для расчетов токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М. – 2001 г. – 149 с.
- 13 Соловьев, А. Л., Пирогов, М. Г., Михалев, С. В. Методические указания по расчету уставок защит синхронных и асинхронных электродвигателей 6–10 кВ. – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2001 – 79 с.
- 14 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ,

- 15 Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.06.
- 16 ТИ НКАИ.670049.011. Выключатели вакуумные серии ВР. Техническая информация. Редакция 5. ОАО «РЗВА», 2005.
- 17 ТИ НКАИ.670049.022. Выключатели вакуумные типов ВРС–6 и ВРС–10. Техническая информация. Редакция 1. ОАО «РЗВА», 2005.
- 18 ТИ РМ-068-2002. Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по обслуживанию подстанций.
- 19 Файбисович Д. Л. .Справочник по проектированию электрических сетей /– 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.
- 20 Шеховцов, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В. П. Шеховцов. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2006. – 136
- 21 Кабель АПВБВ [Электронный ресурс]. URL: <http://topkabel.ru/kabel-vvgng-ls.html>
- 22 Цены на трансформаторы силовые, ТМ, ТМГ, ТСЗГЛ г. Санкт-Петербург [Электронный ресурс]. URL: http://sil-transform.su/katalog_produkcii
- 23 Sielectro.Ru - Силовые автоматические выключатели [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sielectro.ru/catalogue/7/2/>

Приложение А – Расчет электрических нагрузок для выбора трансформатора собственных нужд и питающей сети
 РУСН – 0,4 кВ I очереди.

Категории электроприемников	Кол - во шт	Исходные данные				Средняя мощность группы		n _э	K _р	Расчетная мощность		
		Номинальная Мощность, кВт		K _н	tgφ	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВАР			P _р , кВт	Q _р , кВАР	S _р , кВА
		Одного	Общая									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
секция №1												
Дутьевой вентилятор – 1	1	160	160	0,7	0,75	112	84					
Обдувка трансформатора связи № 1 15000кВА	8	0,4	3,2	0,75	0,61	2,4	1,464					
Насос осветлённой воды – 2	1	75	75	0,65	0,75	48,75	36,56					
Насос сырой воды – 1	1	55	55	0,65	0,8	35,75	28,6					
Насос охлаждения механизмов – 3	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	12	365,4	368,2	0,7	0,704	257,74	181,4	5	0,91	234,54	165,12	286,84
секция №2												
Дутьевой вентилятор – 2	1	155	155	0,7	0,75	108,5	81,38					
Перекачивающий насос – 1	1	140	140	0,75	0,61	105	64,05					
Шламовый насос – 2	1	102	102	0,75	0,61	76,5	46,67					

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Конденсатный – 5А ВОУ	1	30	30	0,65	0,75	19,5	14,63					
Подпиточный насос – 1	1	55	55	0,65	0,8	35,75	28,6					
Подпиточный насос – 1	1	90	90	0,75	0,61	67,5	41,18					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	6	572	572	0,71	0,69	405,16667	278,9	7	0,91	368,70	253,79	447,60
полусекция №3А												
Перекачивающий насос – 2	1	75	75	0,7	0,75	52,5	39,38					
Насос осветлённой воды – 1	1	55	55	0,75	0,61	41,25	25,16					
Мостовой кран машинного зала	1	72	72	0,65	0,75	46,8	35,1					
Мостовой кран котельного цеха	1	72	72	0,65	0,8	46,8	37,44					
Смывной насос – 1	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	5	349	349	0,7	0,704	244,3	172	9	0,90	219,87	154,79	268,89
полусекция №3А												
КНСП №2	1	75	75	0,7	0,75	52,5	39,38					
Шламовый насос – 1	1	40	40	0,75	0,61	30	18,3					
Смывной насос – 2	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	3	190	190	0,73	0,66	139,33333	91,5	5	0,93	129,58	85,09	155,02
секция №4												
Дутьевой вентилятор – 3	1	155	155	0,7	0,75	108,5	81,38					
Насос охлаждения механизмов – 4	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Насос охлаждения механизмов – 2	1	55	55	0,75	0,61	41,25	25,16					
Конденсатный насос– 5Б ВОУ	1	30	30	0,75	0,61	22,5	13,73					
Насос сырой воды – 2	1	36	36	0,75	0,61	27	16,47					
Конвейер – 4 А	1	75	75	0,65	0,75	48,75	36,56					
Перекачивающий насос – 3	1	75	75	0,65	0,8	48,75	39					
Маслонасос т/г – 5	1	20	20	0,75	0,61	15	9,15					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	8	521	521	0,72	0,67	374,46875	250,4	7	0,91	340,77	227,89	409,94
секция №5												
Конвейер – 4 Б	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					
Дутьевой вентилятор – 4	1	155	155	0,75	0,61	116,25	70,91					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	2	230	230	0,75	0,61	172,5	105,2	3	1,00	172,50	105,23	202,06
секция №6												
Насос сырой воды – 4	1	40	40	0,75	0,61	30	18,3					
Конденсатный насос – 4А	1	30	30	0,75	0,61	22,5	13,73					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	2	70	70	0,75	0,61	52,5	32,03	4	0,97	50,93	31,06	59,65
секция №7												
Обдувка ТР-РА связи № 2 15000кВА	8	0,7	5,6	0,7	0,75	3,92	2,94					

Продолжение приложение А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Насос охлаждения механизмов – 1	1	75	75	0,75	0,61	56,25	34,31					
Насос сырой воды – 3	1	40	40	0,75	0,61	30	18,3					
Эжектирующий насос – 2	1	200	200	0,65	0,75	130	97,5					
Конденсатный насос – 4Б	1	30	30	0,65	0,8	19,5	15,6					
Подпиточный насос – 4	1	55	55	0,75	0,61	41,25	25,16					
ИТОГО ПО СЕКЦИИ	13	400,7	405,6	0,71	0,69	287,3	197,8	4	0,97	278,68	191,83	338,32

Приложение Б

Исходные данные						Средняя мощность группы		Расчетная мощность		
Категории электроприемников	Кол -во, шт	Номинальная Мощность, кВт		K _и	tgφ	P _{ср} ,кВт	Q _{ср} ,кВАР	P _р , кВт	Q _р ,кВАР	S _р , кВА
		Одного	Общая							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
секция №1										
Питательный электронасос 1	1	630	630	0,8	0,484	504	243,936			
Шахтная мельница-1А,Б	2	250	500	0,7	0,75	350	262,5			
Резервный возбудитель-1	1	310	310	0,7	0,75	217	162,75			
Дымосос-1	1	315	315	0,8	0,75	252	189			
Сетевой насос-3,6	2	320	640	0,75	0,75	480	360			
Трансформатор собственных нужд-1								603,25	418,91	
ИТОГО ПО ГРУППЕ	7	1825	2395	0,75	0,66	1803	1218,186	1803	1218,19	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								2406,25	1637,09	2910,34
секция №2										
Шахтная мельница-2А,Б	2	250	500	0,7	0,75	350	262,5			
Дымосос-2	1	315	315	0,8	0,75	252	189			
Сетевой насос-5	1	320	320	0,75	0,75	240	180			

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ИТОГО ПО ГРУППЕ	4	885	1135	0,75	0,75	842	631,5	842	631,5	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								842	631,5	1052,5
секция №3										
Питательный электронасос 2	1	630	630	0,8	0,484	504	243,936			
Шахтная мельница-3А,Б	2	250	500	0,7	0,75	350	262,5			
Дымосос-3	1	315	315	0,8	0,75	252	189			
Сетевой насос-2	2	320	640	0,75	0,75	480	360			
Трансформатор собственных нужд-2								349,45	239,88	
ИТОГО ПО ГРУППЕ	6	1515	2085	0,763	0,684	1586	1055,44	1586	1055,44	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								1935,45	1295,32	2328,9
секция №4										
Шахтная мельница-4А,Б	2	250	500	0,7	0,75	350	262,5			
Дымосос-4	1	315	315	0,8	0,75	252	189			
Сетевой насос-4	1	320	320	0,75	0,75	240	180			
Трансформатор собственных нужд-3								513,27	333,11	
ИТОГО ПО ГРУППЕ	4	885	1135	0,75	0,75	842	631,5	842	631,5	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								1355,27	964,61	1663,5
секция №5										

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Питательный электронасос 3	1	630	630	0,8	0,484	504	243,936			
Сетевой насос-1	1	320	320	0,75	0,75	240	180			
ИТОГО ПО ГРУППЕ	2	950	950	0,775	0,617	744	423,936	744	423,936	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								744	423,936	856,30
секция №5А										
Циркуляционный насос - 2	1	1600	1600	0,75	0,75	1200	900			
Трансформатор собственных нужд-3								329,61	222,89	
ИТОГО ПО ГРУППЕ	1	1600	1600	0,75	0,75	1200	900	1200	900	
ИТОГО ПО СЕКЦИИ								1529,61	1122,89	1897,52

Приложение В

Генераторы				
	X_{d^*}	$\cos\varphi$	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	
	0,117	0,8	12	
Реакторы				
	X , Ом	0,364		
Трансформаторы				
№ узлов	ΔP_k , МВт	U_k , %	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}$, кВ
1	0,065	14	10	38,5/6,3
2	0,085	14	16	38,5/6,3
9-13	0,012	8	1	6/0,4
10-14	0,012	8	1	6/0,4
11-15	0,012	8	1	6/0,4
12-16	0,009	8	0,63	6/0,4
Кабельные линии				
№ узлов	R , Ом/км	X , Ом/км		
1-3	0,035	0,019		
1-5	0,030	0,016		
1-8	0,050	0,022		
2-4	0,019	0,011		
2-6	0,022	0,012		
2-7	0,038	0,017		
3-9	0,018	0,002		
5-10	0,116	0,008		
6-11	0,080	0,008		
8-12	0,045	0,004		
Нагрузка				
	№	S , МВА		
	1	0,039		
	2	0,142		

Продолжение приложения В

3	1,951
4	0,853
5	1,404
6	1,040
7	0,890
13	0,580
14	0,635
15	0,638
16	0,359

Приложение Г Параметры схемы замещения

Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.	Наименование параметра схемы замещения	Значение параметра схемы замещения, о.е.
X1	897,436	X5	0,114
X2	0,114	X6	0,875
X3	1,4	X7	246,478
X4	0,78	X8	0,78
X9	0,917	X33	12,698
X10	0,917	X34	8
X11	0,917	X35	60,345
X12	0,917	X36	55,118
X13	0,917	X37	54,859
X14	0,917	X38	97,493
X15	0,048	X39	0,917
X16	0,040	E1	0,85
X17	0,055	E2	1
X18	0,028	E3	1,074
X19	0,030	E4	0,85
X20	0,043	E5	0,85
X21	17,940	E6	0,85
X22	24,929	E7	0,85
X23	21,875	E8	0,85
X24	33,654	E9	0,85
X25	0,005	E10	1
X26	0,020	E11	0,85
X27	0,010	E12	1,074
X28	41,916	E13	0,85
X29	0,020	E14	0,85

Продолжение приложение Г

X30	39,326	E15	0,85
X31	8	E16	0,85
X32	8		

Приложение Д

№ элемента	Наименование	ω , 1/г	t_b , ч	μ , 1/ч	T_p , ч	q
1	2	3	4	5	6	7
1	Турбогенератор	0,67	83	-	-	$6348 \cdot 10^{-6}$
2	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
3	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
4	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
5	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
6	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
7	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
8	Реактор 6 кВ	0,002	70	0,75	28	$16 \cdot 10^{-6}$
9	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
10	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
11	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
12	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
13	Турбогенератор	0,67	83	-	-	$6348 \cdot 10^{-6}$
14	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
15	Выключатель ВРС-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
16	Реактор 6 кВ	0,002	70	0,75	28	$16 \cdot 10^{-6}$
17	КЛ – 6 кВ на 100 км	7,5	16	1	2	$1 \cdot 10^{-6}$
18	Выключатель ВРС-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
19	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
20	Турбогенератор	0,67	83	-	-	$6348 \cdot 10^{-6}$
21	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
22	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
23	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
24	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
25	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$

Продолжение приложение Д

1	2	3	4	5	6	7
26	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
27	Реактор 6 кВ	0,002	70	0,75	28	$16 \cdot 10^{-6}$
28	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
29	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$
30	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
31	Выключатель ВР6-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
32	Турбогенератор	0,67	83	-	-	$6348 \cdot 10^{-6}$
33	Разъединитель 6 кВ	0,01	7	0,166	3,7	$8 \cdot 10^{-6}$
34	Выключатель ВРС-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
35	Реактор 6 кВ	0,002	70	0,75	28	$16 \cdot 10^{-6}$
36	КЛ – 6 кВ на 100 км	7,5	16	1	2	$1 \cdot 10^{-6}$
37	Выключатель ВРС-6	0,022	11	0,2	24,2	$28 \cdot 10^{-6}$
38	Шина 6 кВ	0,03	7	0,166	5	$120 \cdot 10^{-6}$

Приложение Е

Наименование присоединения		ШМ КА № 1	ШМ КА № 2, 3, 4	Д КА № 1-4	СЭН № 1	СЭН № 2	СЭН № 4	СЭН № 3,5,6	ПЭН № 1, 3	ПЭН № 2	РВ № 1	Пожар н. насос № 1	ЦН № 2
РДВ, кВт		250	200	315	300	320	400	200	630	500	310	500	1600
I _{ном} , А		33,41	26,73	42,10	40,09	42,77	53,46	26,73	84,20	66,82	41,43	66,82	213,83
КП		6	6	6	6,5	6,5	5,5	6,2	5,5	5,1	6	4,5	4,8
КТТ		50/5	50/5	50/5	50/5	50/5	100/5	50/5	100/5	100/5	50/5	100/5	400/5
МТО	Капер	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	$I_{бр.пуск} = k_{капер} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном}$	360,84	288,68	454,66	469,10	500,37	529,24	298,30	833,55	613,43	447,45	541,27	1847,5 2
	$I_{ср.з}$	700	600	900	900	1000	1000	700	1600	1200	900	1000	2500
	$I_{к3}^{(3)}$	6321	6384	6298	6384	6352	6384	6169	6384	6384	6352	6169	6164
	$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)}$	5474,15	5528,71	5454,23	5528,71	5500,99	5528,71	5342,51	5528,71	5528,71	5500,99	5342,51	5338,1 8
	$k_{ч} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{ср.з}}$	7,82	9,21	6,06	6,14	5,50	5,53	7,63	3,46	4,61	6,11	5,34	2,14
Защита от замыканий на землю	$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi \cdot \eta}$	347,22	277,78	437,50	416,67	444,44	555,56	277,78	875,00	694,44	430,56	694,44	2222,2 2
	$I_{емк.дв} = 0,017 \cdot S_{ном}$	0,006	0,005	0,007	0,007	0,008	0,009	0,005	0,015	0,012	0,007	0,012	0,038
	$I_{емк.уд.КЛ}, А/км$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	$L, км$	0,1	0,15	0,12	0,14	0,12	0,15	0,14	0,12	0,13	0,17	0,17	0,2
	$I_{емк.КЛ} = L \cdot I_{емк.уд.КЛ}, А$	0,04	0,06	0,048	0,056	0,048	0,06	0,056	0,048	0,052	0,068	0,068	0,08
	$k_{отс}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	$k_{возвр}$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95

Наименование присоединения		ШИМ КА № 1	ШИМ КА № 2, 3, 4	Д КА № 1-4	СЭН № 1	СЭН № 2	СЭН № 4	СЭН № 3,5,6	ПЭН № 1, 3	ПЭН № 2	РВ № 1	Пожар н. насос № 1	ЦН № 2
Защита от замыканий на ЗЕМЛЮ	$3 \cdot I_0 = \frac{k_{отс}}{k_{возвр}} \cdot k_{бр} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.кЛ})$	0,101	0,143	0,123	0,139	0,123	0,154	0,134	0,139	0,141	0,166	0,176	0,260
	$I_{O33}^{(1)}$	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
	$k_{ч} = \frac{I_{O33}^{(1)}}{3 \cdot I_0}$	4,43	3,15	3,67	3,23	3,66	2,93	3,35	3,24	3,19	2,70	2,55	1,73
	$k_{тр}=18$	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	$3 \cdot I_{0\text{емтр}} \geq \frac{3 \cdot I_0}{k_{тр}}$	0,006	0,008	0,007	0,008	0,007	0,009	0,007	0,008	0,008	0,009	0,010	0,014
защита от двойных замыканий на землю	$k_{нec}$	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	$3 \cdot I_{02} = k_{отс} \cdot k_{нec} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном}$	5,26	4,21	6,63	6,84	7,30	7,72	4,35	12,16	8,95	6,53	7,89	26,94
	$3 \cdot I_{02, A}$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
ЗМН	$U_{cp.3I} = (0,6 - 0,7) \cdot U_{ном}$	4,2	4,2		4,2	4,2	4,2	4,2					
	$T_{cp.3I}$	0,5	0,5		9	9	9	9					
	$U_{cp.3II} = (0,4 - 0,5) \cdot U_{ном}$	3	3		3	3	3	3					
	$T_{cp.3II}$	3	3		3	3	3	3					

Продолжение приложения Е

Наименование присоединения		ШМ КА № 1	ШМ КА № 2, 3, 4	Д КА № 1-4	СЭН № 1	СЭН № 2	СЭН № 4	СЭН № 3,5,6	ПЭН № 1, 3	ПЭН № 2	РВ № 1	Пожар н. насос № 1	ЦН № 2
защита от неполнофазно го режима	$I_{ср.з} = 1,6 \cdot I_{НОМ}$	53,46	42,77	67,36	64,15	68,43	85,53	42,77	134,72	106,92	66,29	106,92	342,13
	$I_{ср.з.обр} = 0,3 \cdot I_{ср.з}$	16,04	12,83	20,21	19,25	20,53	25,66	12,83	40,41	32,08	19,89	32,08	102,64
	$T_{ср.з}, с$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Защита от перегрузки	$I_{ср.з.I} = \frac{1,2 \cdot k_{пуск}}{k_{возв}} \cdot I_{НОМ}$	253,22	202,58	319,06	329,19	351,14	371,39	209,33	584,95	430,48	314,00	379,84	1296,5 1
	$t_{ср.з.II}$	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	$k_{*II} = \frac{1,08}{k_{возв}}$	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	$I_{ср.з.II} = k_{*II} \cdot I_{НОМ}$	37,98	30,39	47,86	45,58	48,62	60,77	30,39	95,72	75,97	47,10	75,97	243,09
	$t_{ср.з.II} = \frac{150}{k_{*II}^2 - 1}$	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0	513,0
	$I_{ср.з.III} = \frac{1,05}{k_{возв}} \cdot I_{НОМ}$	36,93	29,54	46,53	44,31	47,27	59,09	29,54	93,06	73,86	45,79	73,86	236,34
	$t_{ср.з.III}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
УРОВ	$I_{ср.з} = (0,05 - 0,1) \cdot I_{НОМ}$	3,34	2,67	4,21	4,01	4,28	5,35	2,67	8,42	6,68	4,14	6,68	21,38
	$t_{ВЫК}, с$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	$t_{ВОЗРЗ}, с$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	$t_{погр}, с$	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	$t_{зап}, с$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	$t_{УРОВ}, с$	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55

Приложение Ж

Расчет ЧДД

$$K:=146074$$

$$d:=0.031$$

$$O_{PT}:=48195$$

$$H:=2361$$

$$I:=21110$$

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{-K \cdot 0.3}{(1+d)^1} = -4058 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_2 = \frac{0.2 \cdot O_{PT} - 0.2 \cdot I - 0.2 \cdot H - K \cdot 0.3}{(1+d)^2} = -3.344 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_3 = \frac{0.4 \cdot O_{PT} - 0.5 \cdot I - 0.5 \cdot H - K \cdot 0.4}{(1+d)^3} = -4.065 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^4} = 1.771 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{13} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{13}} = 8.858 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_5 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^5} = 1.64 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{14} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{14}} = 8.202 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_6 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^6} = 1.518 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{15} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{15}} = 7.594 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_7 = \text{ЧДД}_7 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^7} = 1.406 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{16} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{16}} = 7.032 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_8 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^8} = 1.302 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{17} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{17}} = 6.511 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_9 = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^9} = 1.205 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{18} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{18}} = 6.028 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{10} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{10}} = 1.116 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{19} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{19}} = 5.582 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{11} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{11}} = 1.033 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{20} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{20}} = 5.168 \cdot 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{12} = \frac{O_{PT} - I - H}{(1+d)^{12}} = 9.566 \cdot 10^3$$

$$\begin{aligned}
\varphi_1 &:= \varphi_{11} = -40576.111 \\
\varphi_2 &:= \varphi_1 + (\varphi_{12}) = -74015.926 \\
\varphi_3 &:= \varphi_2 + (\varphi_{13}) = -114663.391 \\
\varphi_4 &:= \varphi_3 + (\varphi_{14}) = -96956.522 \\
\varphi_5 &:= \varphi_4 + (\varphi_{15}) = -80561.273 \\
\varphi_6 &:= \varphi_5 + (\varphi_{16}) = -65380.487 \\
\varphi_7 &:= \varphi_6 + (\varphi_{17}) = -51324.203 \\
\varphi_8 &:= \varphi_7 + (\varphi_{18}) = -38309.126 \\
\varphi_9 &:= \varphi_8 + (\varphi_{19}) = -26258.128 \\
\varphi_{10} &:= \varphi_9 + (\varphi_{20}) = -15099.797 \\
\varphi_{11} &:= \varphi_{10} + (\varphi_{21}) = -4768.009 \\
\varphi_{12} &:= \varphi_{11} + (\varphi_{22}) = 4798.462 \\
\varphi_{13} &:= \varphi_{12} + (\varphi_{23}) = 13656.305 \\
\varphi_{14} &:= \varphi_{13} + (\varphi_{24}) = 21858.011 \\
\varphi_{15} &:= \varphi_{14} + (\varphi_{25}) = 29452.184 \\
\varphi_{16} &:= \varphi_{15} + (\varphi_{26}) = 36483.825 \\
\varphi_{17} &:= \varphi_{16} + (\varphi_{27}) = 42994.604 \\
\varphi_{18} &:= \varphi_{17} + (\varphi_{28}) = 49023.103 \\
\varphi_{19} &:= \varphi_{18} + (\varphi_{29}) = 54605.047 \\
\varphi_{20} &:= \varphi_{19} + (\varphi_{30}) = 59773.513
\end{aligned}$$

