

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль Электрические станции

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование электрической части ТЭЦ и релейная защита трансформаторов собственных нужд

УДК 621.311.22.002.5+621.314.21

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Макаров Антон Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юдин С.М.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»	Шестакова В.В.	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2018 г.

**Запланированные результаты обучения
профессиональные и общекультурные компетенции
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электрические станции»**

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль Электрические станции

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Шестакова В.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А4Б	Макарову Антону Михайловичу

Тема работы:

Проектирование электрической части ТЭЦ и релейная защита трансформаторов собственных нужд	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.02.2018, № 615/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом проектирования является теплоэлектроцентраль. Исходными данными для ВКР является число и мощность турбогенераторов, нагрузка на шинах ГРУ и РУ СН, данные по линиям связи объекта с энергосистемой.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>В ВКР будет спроектированная электрическая часть тепловой электростанции мощностью 310 МВт, релейная защита трансформаторов собственных нужд, а также проведен анализ самозапуска электродвигателей собственных нужд. Дополнительными разделами, подлежащими разработке, являются финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и</p>

	ресурсосбережение и социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема электрических соединений
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Наталия Геннадьевна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Все разделы выпускной квалификационной работы написаны на русском языке.	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юдин Святослав Михайлович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Макаров Антон Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А4Б	Макарову Антону Михайловичу

Школа	ИШЭ	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и Электротехника»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НТИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклад научного руководителя - 26 300 руб. Оклад инженера – 17 000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент 30%; Накладные расходы 200%; Прочие затраты 10%; Коэффициент, учитывающий отпуск 10%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Планирование работ и оценка времени на их выполнение</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Смета затрат на проект</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Смета затрат на электрооборудование</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Н.Г.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Макаров Антон Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А4Б	Макарову Антону Михайловичу

Школа	ИШЭ	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и Электротехника»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места и проверка соответствия	Рабочее место инженера, представляющее собой закрытое помещение, открытые площадки на территории электростанции.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123 – Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	<p>Выявленные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Микроклимат; – Освещение; – Шум; – Электрические поля
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	<p>Опасный фактор:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электробезопасность (токоведущие части)
3. Охрана окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"> – ООС при обращении с отходами;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> – Пожарная безопасность
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – Рассмотрены основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. – Социальное страхование работников

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	<ul style="list-style-type: none"> – План эвакуации;
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Макаров Антон Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 139 с., 43 рис., 44 табл., 19 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: ТЭЦ, теплоэлектростанция, тепловая электростанция, электроэнергия, электрическая схема, короткое замыкание, релейная защита, собственные нужды, самозапуск двигателей.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является теплоэлектростанция мощностью 310 МВт.

Цели работы – проектирование электрической части теплоэлектростанции, выбор необходимого электрооборудования, расчет релейной защиты трансформаторов собственных нужд, анализ самозапуска электродвигателей собственных нужд.

В процессе работы проводились программный и аналитический расчеты перетоков мощности, расчет продолжительных режимов, расчет трехфазного короткого замыкания на шинах ГРУ, выбор схем соединения распределительных устройств, расчет и описание релейной защиты трансформаторов собственных нужд, анализ самозапуска электродвигателей собственных нужд.

В процессе работы использовались программы «GTCURR», «Microsoft Excel», «Microsoft Visio», «AutoCAD», «Mustang», «Mathcad».

Область применения: проектирование электрических станций.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ТЭС – теплоэлектростанция
ТГ – турбогенератор
ГРУ – генераторное распределительное устройство
РУ – распределительное устройство
СН – среднее напряжение
с.н. – собственные нужды
РТСН – резервный трансформатор собственных нужд
ВЛ – воздушная линия
ВН – высокое напряжение
ДТО – дифференциальная токовая отсечка
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
КЗ – короткое замыкание
МТЗ – максимальная токовая защита
НН – низкое напряжение
РЗ – релейная защита
СШ – сборные шины
ПН – питательный насос
ЦН – циркуляционный насос
КН – конденсационный насос
ВГД – вентилятор горячего дутья
ДС – дымосос
МВ – мельничный вентилятор
ДВ – дутьевой вентилятор
РВ – резервный возбудитель
БН – бустерный (багерный) насос
М – мельница молотковая или барабанная
Д – дробилка

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ	13
1.1. Выбор турбогенераторов	15
1.2. Баланс мощностей	19
1.3. Описание структурной схемы электростанции	24
1.4. Расчет продолжительных режимов	26
1.5. Выбор силовых трансформаторов	32
1.6. Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения	39
1.7. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения	42
1.8. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения по режимам коротких замыканий.....	44
1.9. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения	53
1.10. Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения	59
1.11. Описание формы оперативного управления электрической частью объекта. Проектирование измерительной подсистемы.....	67
1.12. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств	75
1.13. Проектирование системы электроснабжения собственных нужд	77
1.14. Анализ схемы управления выключателем	81
1.15. Расчет защиты трансформаторов собственных нужд	83
1.16. Исследование самозапуска электродвигателей собственных нужд	101
Глава 2. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	116
2.1. Планирование работ и оценка времени на их выполнение.....	116
2.2. Смета затрат на проект.....	117
2.3. Смета затрат на электрооборудование	120
Глава 3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	121
3.1. Описание рабочего места электромонтёра на электростанции	123
3.2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	124
3.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	130
3.4. Охрана окружающей среды	131
3.5. Пожарная безопасность. Меры по предотвращению пожара	136

3.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
ПУБЛИКАЦИИ	143
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	144
Приложение А	146

ВВЕДЕНИЕ

Электрические станции являются источником электроэнергии, поэтому очень важно рассмотрение принципиальной структуры и принципиального устройства электростанции. В данной работе спроектирована электростанция типа ТЭЦ, которая очень распространена в нашей стране.

Темой данной ВКР является электрическая часть электростанции, т.к. именно она тесно связана с технологическим циклом производства электроэнергии. Электрическую часть электростанций выполняют по определенным схемам, отражающим внутреннюю структуру и взаимосвязь элементов электроустановки.

Электрическая часть электростанции включает в себя разнообразное основное и вспомогательное оборудование. К главным элементам электрической части станций, обеспечивающим производство и передачу электрической энергии потребителям, относятся генераторы, трансформаторы, кабели, линии и распределительные устройства.

Результатом проектирования электростанции является выбор силового оборудования, аппаратов, токоведущих частей и других элементов, входящих в схему электростанции с технической и экономической точки зрения. Схема электростанции полностью зависит от исходных данных, с помощью которых мы определяем генераторы, выбираем трансформаторы и многое другое оборудование, которое должно соответствовать техническим нормам как при нормальном режиме работы, так и при аварийных ситуациях; должна обеспечиваться надежность и устойчивость работы проектируемой ТЭЦ.

Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ

Исходные данные

Турбогенераторы

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	110	100
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	10,5	10,5
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	10	10
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов значение коэффициента расхода на собственные нужды при отключенном генераторе Кс.н._откл. принять равным 4 % от Р ном_Г.		

Нагрузка

	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВ U_нагр	10,5	110	220
2. Максимальная мощность одной линии Р max_нагр, МВт	13	20	0
3. Число линий с Р max_нагр	15	6	
4. Коэффициент одновременности К одн_нагр	0,79	0,82	
5. Коэффициент мощности Cos F_нагр	0,8	0,78	
Для всех вариантов значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме принять равным 0.8.			

Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой

Напряжение, кВ, - 220	Число линий связи объекта с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 180	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 240/32
Количество проводов в фазе - 1	Отношение X0 / X1 для линии связи – 2,06
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов число линий связи объекта с энергосистемой принять равное двум. 2. Для всех вариантов число цепей в одной линии связи принять равное единице.	

Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, - 220	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, 2000
Коэффициент ударный, о.е., 1,62	

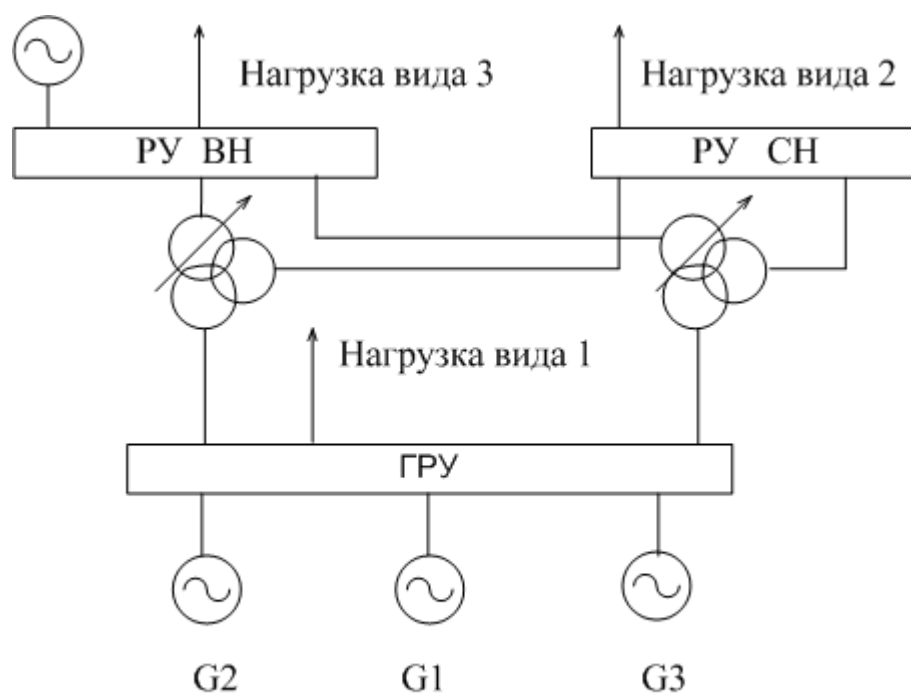


Рис. 1. Вариант структурной схемы № 1

1.1. ВЫБОР ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

1.1.1. Условия выбора и характеристики турбогенераторов

Тип турбогенератора выбирается на основании исходных данных по номинальным параметрам машины:

- по активной мощности;
- по напряжению на выводах обмотки статора;
- дополнительным условиям.

Выбор синхронных турбогенераторов осуществляем по [1, табл. 2.1, с. 76]:

Таблица 1.1.1

Тип турбогенератора	$S_{\text{ном}}$, МВ А	$P_{\text{ном}}$, МВ Т	со s φ	$I_{\text{ном}}$, кА	$U_{\text{ном}}$, кВ	X_d'' , от.ед	X_d , от.ед	X_2 , от.ед	$T_a^{(3)}$, с
ТВФ-110-2ЕУЗ	137,5	110	0,8	7,56	10,5	0,189	2,04	0,23	0,41
ТВФ-120-2УЗ	125	100	0,8	6,875	10,5	0,192	1,907	0,234	0,4

Продолжение таблицы 1.1.1

Маркировка	Схема соединения обмоток статора	Виды систем возбуждения	Описание системы охлаждения			
			Статора		Ротора	
			Обмотки	Стали	Обмотки	Бочки
ТВФ-110-2ЕУЗ	УУ	ВЧ	КВ	НВ	НВ	НВ
ТВФ-120-2УЗ	УУ	ВЧ	КВ	НВ	НВ	НВ

В – водородное охлаждение, Н – непосредственное, К - косвенное

Пояснение буквенной части:

ТВФ-110-2ЕУЗ:

ТВФ – с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора по схеме самовентиляции и косвенным водородным охлаждением обмотки статора и непосредственным водородным охлаждением активной стали сердечника

110 – номинальная мощность, МВт;

2 – количество полюсов;

Е – принадлежность к единой унифицированной серии

У – климатическое исполнение (для работы в районах с умеренным климатом);

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ВЧ – возбуждение от машинного возбудителя переменного тока повышенной частоты, соединенного непосредственно с валом генератора через отдельно стоящее выпрямительное устройство

ТВФ-120-2УЗ:

ТВФ – с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора по схеме самовентиляции и косвенным водородным охлаждением обмотки статора и непосредственным водородным охлаждением активной стали сердечника

100 – номинальная мощность, МВт;

2 – количество полюсов;

У – климатическое исполнение, для работы в районах с умеренным климатом;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ВЧ – возбуждение от машинного возбудителя переменного тока повышенной частоты, соединенного непосредственно с валом генератора через отдельно стоящее выпрямительное устройство

1.1.2. Системы охлаждения

В генераторах серии ТВФ применяется косвенное охлаждение обмоток статора водородом и непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора. Охлаждающий газ забирается из зазора с последующим выбросом нагретого газа обратно в зазор. При этом проводники обмотки ротора выполняются сплошными прямоугольного сечения, а на боковых поверхностях их фрезеруются косые вентиляционные каналы. При работе генератора (вращении ротора) водород поступает в заборное отверстие и, проходя по косому вентиляционному каналу до дна паза, выходит уже с другой стороны паза (катушки) в другой канал и через выпускное отверстие попадает снова в зазор. Давление водорода в корпусе генератора поддерживается 0,2 – 0,4 МПа. [2, с. 57].

1.1.3. Структурная схема и описание системы возбуждения

На турбогенераторах ТВФ-110-2ЕУЗ используется высокочастотная система независимого возбуждения (рис 1.1).

1)Высокочастотная система независимого возбуждения:

СГ – синхронный генератор; ВЧГ – высокочастотный генератор; В–
выпрямитель

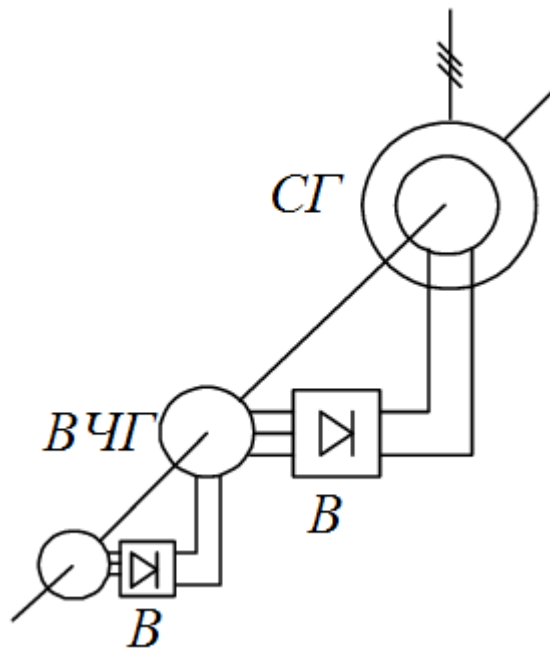


Рис. 1.1.1. Принципиальная схема высокочастотной системы независимого возбуждения

1.2. БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

!!! Введите исходные данные в графу Н

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ГЕНЕРАТОР ТИПА 1

НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, МВт	P _{ном_G1}	110,00
ЧИСЛО	N_G1	1,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_G1	0,80

ГЕНЕРАТОР ТИПА 2

НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, МВт	P _{ном_G2}	100,00
ЧИСЛО	N_G2	2,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_G2	0,80

КОЭФФИЦИЕНТ С.Н, ПРОЦЕНТЫ	K _{с.н}	10,00
---------------------------	------------------	-------

НАПРЯЖЕНИЕ РУ в Кв

<u>РУ ВН</u>	UBH	220,00
<u>РУ СН</u>	UCH1	110,00
<u>РУ НН</u> (ГРУ)	UHH	10,50

НАГРУЗКА НА РУ ВН

МОЩНОСТЬ НА ОДНУ ЛИНИЮ, МВт	P _{макс_ВН}	0,00
ЧИСЛО ЛИНИЙ	N_ВН	
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_ВН	
КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ	Кодн_ВН	

НАГРУЗКА НА РУ СН

МОЩНОСТЬ НА ОДНУ ЛИНИЮ, МВт	P _{макс_СН}	20,00
ЧИСЛО ЛИНИЙ	N_СН	6,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_СН	0,78
КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ	Кодн_СН	0,82

НАГРУЗКА НА РУ НН

МОЩНОСТЬ НА ОДНУ ЛИНИЮ, МВт	P _{макс_НН}	13,00
ЧИСЛО ЛИНИЙ	N_НН	15,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_НН	0,80
КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ	Кодн_НН	0,79

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

!!! *Перепишите расчетные данные из графы G*

Руст, МВт		310,00
Реактивная мощность установленных генераторов		
Q_G, Мвар		232,50

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗОК

!!! *Перепишите расчетные данные из графы G*
ДЛЯ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Расчетная нагрузка		
активная мощность	P_с.н.	31,00
реактивная мощность	Q_с.н.	23,25
полная мощность	S_с.н.	38,75

ДЛЯ ВНЕШНИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U ВН **220,00**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	Pрас_ВН	0,00
реактивная мощность	Qрас_ВН	0,00
полная мощность	Sрас_ВН	0,00

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U СН **110,00**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	Pрас_СН	98,40
реактивная мощность	Qрас_СН	78,94
полная мощность	Sрас_СН	126,15

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U НН **10,50**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	Pрас_НН	154,05
реактивная мощность	Qрас_НН	115,54
полная мощность	Sрас_НН	192,56

РАСЧЕТНАЯ МОЩНОСТЬ ДЛЯ ВНЕШНИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

активная мощность	Pрас	252,45
реактивная мощность	Qрас	194,48
полная мощность	Sрас	318,68

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКА МОЩНОСТИ В СИСТЕМУ

!!! *Перепишите расчетные данные из графы G*

Переток		
активной мощности	P_переток	26,55
реактивной мощности	Q_переток	14,77
полной мощности	S_переток	30,38

1.2.1. Баланс активных мощностей

1) Суммарная активная мощность генераторов – установленная мощность электростанции:

$$P_{уст} = \sum_{i=1}^n n_{Гi} \cdot P_{номГi} = 1 \cdot 110 + 2 \cdot 100 = 310 \text{ МВт},$$

где $i=1,2,\dots$ – номер генератора мощностью $P_{номГi}$;

$n_{Гi}$ – количество i -ых генераторов.

2) Активная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд):

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot P_{уст}}{100} = \frac{10 \cdot 310}{100} = 31 \text{ МВт},$$

где $K_{с.н.}$ – коэффициент расхода на собственные нужды в %.

3) Активная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ НН $U_1=10,5$ кВ:

$$P_{рас}^{НН} = K_{одн} \cdot N_W \cdot P_{max}^{НН} = 0,79 \cdot 15 \cdot 13 = 154,05 \text{ МВт},$$

где $K_{одн}$ – коэффициент одновременности;

N_W – число линий нагрузки на данном напряжении.

4) Активная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=110$ кВ:

$$P_{рас}^{СН} = K_{одн} \cdot N_W \cdot P_{max}^{СН} = 0,82 \cdot 6 \cdot 20 = 98,4 \text{ МВт}$$

5) Суммарная мощность, отдаваемая внешним потребителям:

$$P_{рас}^{\Sigma} = P_{рас}^{НН} + P_{рас}^{СН} = 154,05 + 98,4 = 252,45 \text{ МВт}$$

6) Переток активной мощности в энергосистему (резерв):

$$P_{переток} = P_{уст} - P_{рас}^{\Sigma} - P_{с.н.} = 310 - 252,45 - 31 = 26,55 \text{ МВт}$$

1.2.2. Баланс реактивных мощностей

1) Суммарная реактивная мощность генераторов:

$$Q_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^n n_{\Gamma_i} \cdot Q_{\text{ном}\Gamma_i} = 1 \cdot 82,5 + 2 \cdot 75 = 232,5 \text{ МВар},$$

где $i=1,2,\dots$ – номер генератора мощностью $Q_{\text{ном}\Gamma_i}$;

n_{Γ_i} – количество i -ых генераторов;

$$\begin{aligned} Q_{\text{ном}\Gamma_1} &= \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\Gamma_1})) \cdot P_{\text{ном}\Gamma_1} = \text{tg}(\arccos(0,8)) \cdot 110 = \\ &= 0,75 \cdot 110 = 82,5 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ном}\Gamma_2} &= \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\Gamma_2})) \cdot P_{\text{ном}\Gamma_2} = \text{tg}(\arccos(0,8)) \cdot 100 = \\ &= 0,75 \cdot 100 = 75 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

2) Реактивная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд):

$$Q_{\text{с.н.}} = \frac{K_{\text{с.н.}} \cdot Q_{\Sigma\Gamma}}{100} = \frac{10 \cdot 232,5}{100} = 23,25 \text{ Мвар},$$

где $K_{\text{с.н.}}$ – коэффициент расхода на собственные нужды в %.

3) Реактивная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=110$ кВ:

$$Q_{\text{рас}}^{\text{СН}} = K_{\text{одн}} \cdot N_{\text{л}} \cdot Q_{\text{макс}}^{\text{СН}} = 0,82 \cdot 6 \cdot 16,04 = 78,94 \text{ Мвар},$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент одновременности;

$N_{\text{л}}$ – число линий нагрузки на данном напряжении;

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс}}^{\text{СН}} &= \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\text{нагр}2})) \cdot P_{\text{макс}}^{\text{СН}} = \text{tg}(\arccos(0,78)) \cdot 20 = \\ &= 0,802 \cdot 20 = 16,04 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

4) Реактивная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ НН $U_1=10,50$ кВ:

$$Q_{\text{рас}}^{\text{НН}} = K_{\text{одн}} \cdot N_{\text{л}} \cdot Q_{\text{макс}}^{\text{НН}} = 0,79 \cdot 15 \cdot 9,75 = 115,54 \text{ Мвар}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{макс}}^{\text{НН}} &= \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\text{нагр}3})) \cdot P_{\text{макс}}^{\text{НН}} = \text{tg}(\arccos(0,8)) \cdot 13 = \\ &= 0,75 \cdot 13 = 9,75 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

5) Суммарная нагрузка:

$$Q_{рас}^{\Sigma} = Q_{рас}^{HH} + Q_{рас}^{CH} = 115,54 + 78,94 = 194,48 \text{ Мвар}$$

6) Переток реактивной мощности в энергосистему:

$$Q_{переток} = Q_{уст} - Q_{рас}^{\Sigma} - Q_{с.н.} = 232,5 - 194,48 - 23,25 = 14,77 \text{ Мвар}$$

1.2.3. Баланс полных мощностей

1) Суммарная полная мощность генераторов:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = \sqrt{310^2 + 232,5^2} = 387,5 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

2) Полная нагрузка внутренних потребителей электростанции (собственных нужд):

$$S_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot S_{уст}}{100} = \frac{10 \cdot 387,5}{100} = 38,75 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $K_{с.н.}$ – коэффициент расхода на собственные нужды в %.

3) Полная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=110$ кВ:

$$S_{рас}^{CH} = \frac{P_{рас}^{CH}}{\cos \varphi_{CH}} = \frac{98,4}{0,78} = 126,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

4) Полная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ НН $U_1=10,50$ кВ:

$$S_{рас}^{HH} = \frac{P_{рас}^{HH}}{\cos \varphi_{HH}} = \frac{154,05}{0,8} = 192,56 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

5) Суммарная нагрузка:

$$S_{рас}^{\Sigma} = \sqrt{(P_{рас}^{\Sigma})^2 + (Q_{рас}^{\Sigma})^2} = \sqrt{(252,45)^2 + (194,48)^2} = 318,68 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

6) Переток полной мощности в энергосистему:

$$S_{переток} = \sqrt{P_{переток}^2 + Q_{переток}^2} = \sqrt{(26,55)^2 + (14,77)^2} = 30,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

1.3. ОПИСАНИЕ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На рис. 1.3.1 приведена структурная схема электростанции. Условно на каждом распределительном устройстве покажем нагрузку в виде одной отходящей линии.

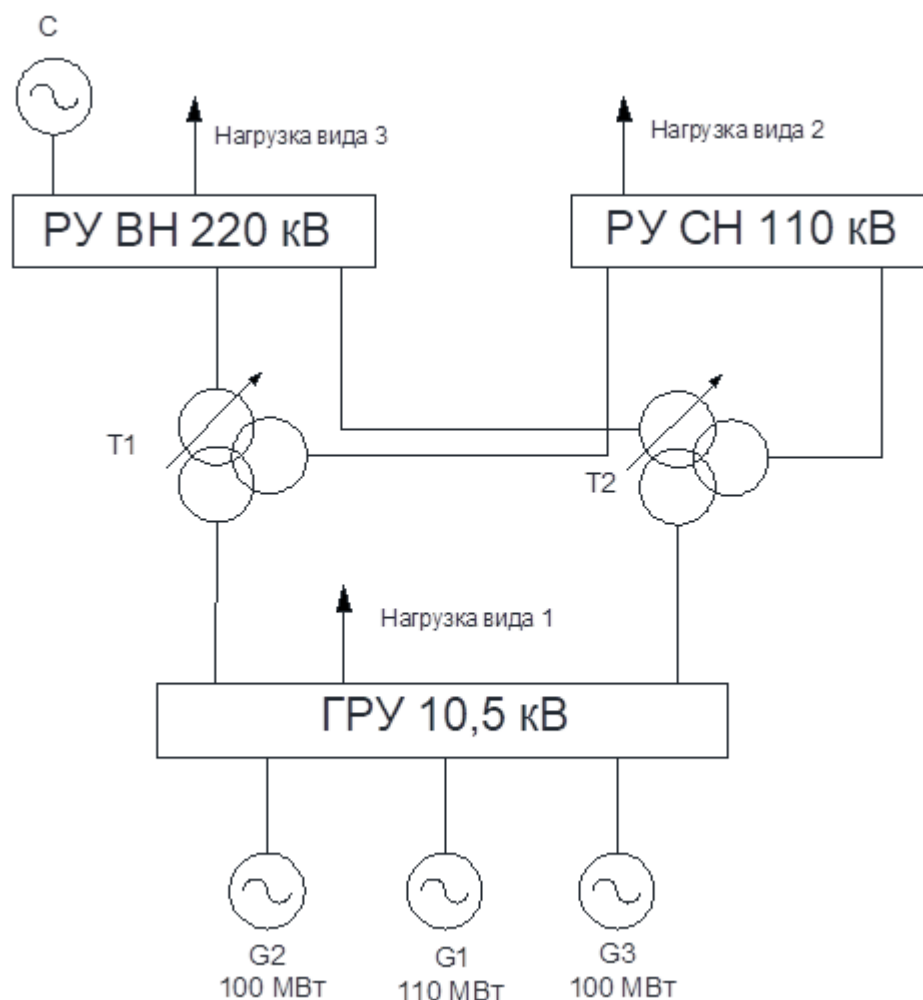


Рис. 1.3.1. Структурная схема электростанции

Опишем структурную схему:

- 1) Число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой:

Таблица 1.3.1

Количество	Мощность, МВт	Маркировка
1	110	ТВФ-110-2ЕУЗ
2	100	ТВФ-120-2УЗ

2) Число распределительных устройств: 3 (ГРУ, РУ ВН и РУ СН).

3) Напряжения распределительных устройств:

- РУ ВН 220 кВ
- РУ СН 110 кВ
- ГРУ 10,5 кВ

4) Связи между распределительными устройствами разного напряжения:

Таблица 1.3.2

Связь между ГРУ и РУ	Количество связей	Вид связи
ГРУ 10,5 кВ и РУ ВН 220 кВ и РУ СН 110 кВ	2	трехобмоточные трансформаторы связи

Схема подключения генераторов к распределительным устройствам:

Подключение генераторов к распределительным устройствам осуществляется по схеме непосредственного подключения генераторов к ГРУ.

1.4. РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

1.4.1. Состав продолжительных режимов

Нормальные режимы:

- режим максимальных нагрузок – расчётная максимальная нагрузка на РУ ТЭЦ;
- режим минимальных нагрузок на РУ СН – снижение нагрузки на РУ СН;
- режим минимальных нагрузок на ГРУ – снижение нагрузки на ГРУ

Утяжелённые режимы:

- послеаварийный режим на ГРУ – отключение самого мощного генератора от ГРУ
- ремонтный режим РУ ВН – РУ СН - ГРУ при максимальных нагрузках – отключение одного из автотрансформаторов связи РУ ВН – РУ СН - ГРУ;

1.4.2. Аналитический расчет продолжительных режимов

Структурная схема ТЭЦ представлена на рисунке 1.4.1.

- 1. Аналитический расчет выполняем для режима максимальных нагрузок.**

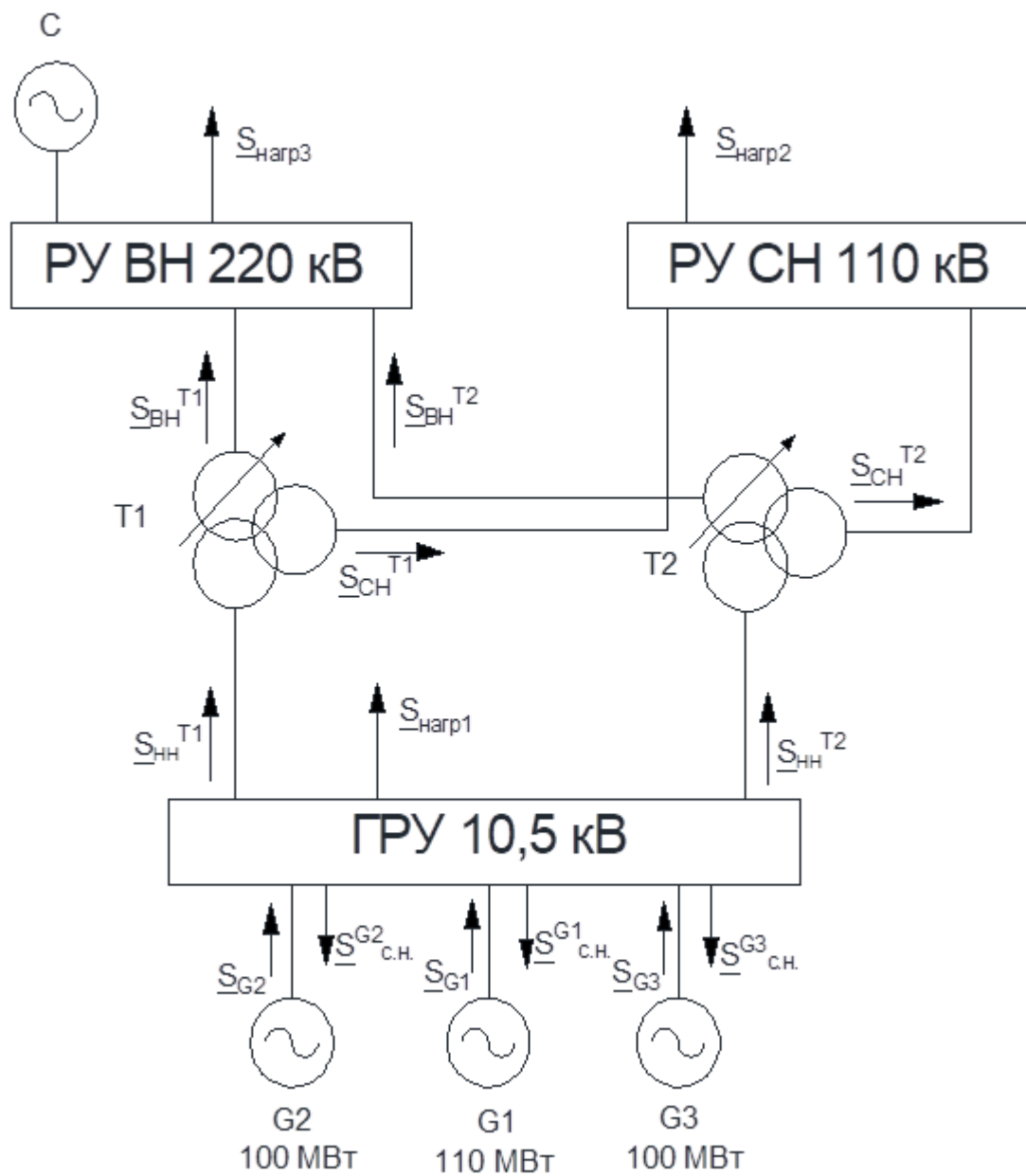


Рис. 1.4.1. Структурная схема ТЭЦ, для расчета режима максимальной нагрузки

1) Значения полных мощностей для внешних потребителей и генераторов:

$$P_{расч}^{BH} = 0 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{BH} = 0 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{BH} = 0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{G1} = 110 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1} = 82,5 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1} = 110 + j82,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{расч}^{CH} = 98,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{CH} = 78,94 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{CH} = 98,4 + j78,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{G2} = P_{G3} = 100 \text{ МВт}$$

$$Q_{G2} = Q_{G3} = 75 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G2} = \underline{S}_{G3} = 100 + j75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{расч}^{HH} = 154,05 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{HH} = 115,54 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{HH} = 154,05 + j115,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

2) Определим полные мощности для внутренних потребителей:

- Для генератора G1:

$$P_{G1}^{c.n.} = P_{G1} \cdot K_{c.n.} = 110 \cdot 0,1 = 11 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1}^{c.n.} = Q_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(0,8)) \cdot 110 \cdot 0,1 = 8,25 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1}^{c.n.} = 11 + j8,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- Для генераторов G2, G3:

$$P_{G1}^{c.n.} = P_{G1} \cdot K_{c.n.} = 100 \cdot 0,1 = 10 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1}^{c.n.} = Q_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(0,8)) \cdot 100 \cdot 0,1 = 7,5 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1}^{c.n.} = 10 + j7,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

3) Определим перетоки полных мощностей через трансформаторы, пользуясь уравнениями баланса мощностей для узлов электростанции:

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через ГРУ:

$$\underline{S}_{G1} + \underline{S}_{G2} + \underline{S}_{G3} = \underline{S}_{T1}^{HH} + \underline{S}_{T2}^{HH} + \underline{S}_{назп1} + \underline{S}_{ГРУ}^{c.n.}$$

$$\underline{S}_{T1}^{HH} + \underline{S}_{T2}^{HH} = \underline{S}_{G1} + \underline{S}_{G2} + \underline{S}_{G3} - \underline{S}_{назп1} - \underline{S}_{ГРУ}^{c.n.} = 110 + j82,5 + 2 \cdot (100 + j75) - 11 - j8,25 - 2 \cdot (10 - j7,5) - 154,05 - j115,54 = 124,95 + j93,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\underline{S}_{T1}^{HH} = \underline{S}_{T2}^{HH} = 62,475 + j46,855 = 78,093 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через трансформаторы T1 и T2:

$$\underline{S}_{T1}^{HH} - \underline{S}_{T1}^{BH} - \underline{S}_{T1}^{CH} = 0 \rightarrow \underline{S}_{T1}^{BH} = \underline{S}_{T1}^{HH} - \underline{S}_{T1}^{CH}$$

$$\underline{S}_{T1}^{CH} + \underline{S}_{T2}^{CH} = \underline{S}_{нагр2}$$

$$\underline{S}_{T1}^{CH} = \underline{S}_{T2}^{CH} = \frac{\underline{S}_{нагр2}}{2} = \frac{98,4 + j78,94}{2} = 49,2 + j39,47 = 63,075 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\underline{S}_{T1}^{BH} = \underline{S}_{T2}^{BH} = \underline{S}_{T1}^{HH} - \underline{S}_{T1}^{CH} = 62,475 + j46,855 - 49,2 - j39,47 = 13,275 + j10,385 = 16,854 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

2. Отключает один трехобмоточный трансформатор и производим расчет ремонтного режима.

На рисунке 1.4.2. представлена структурная схема ТЭЦ, для расчета ремонтного режима

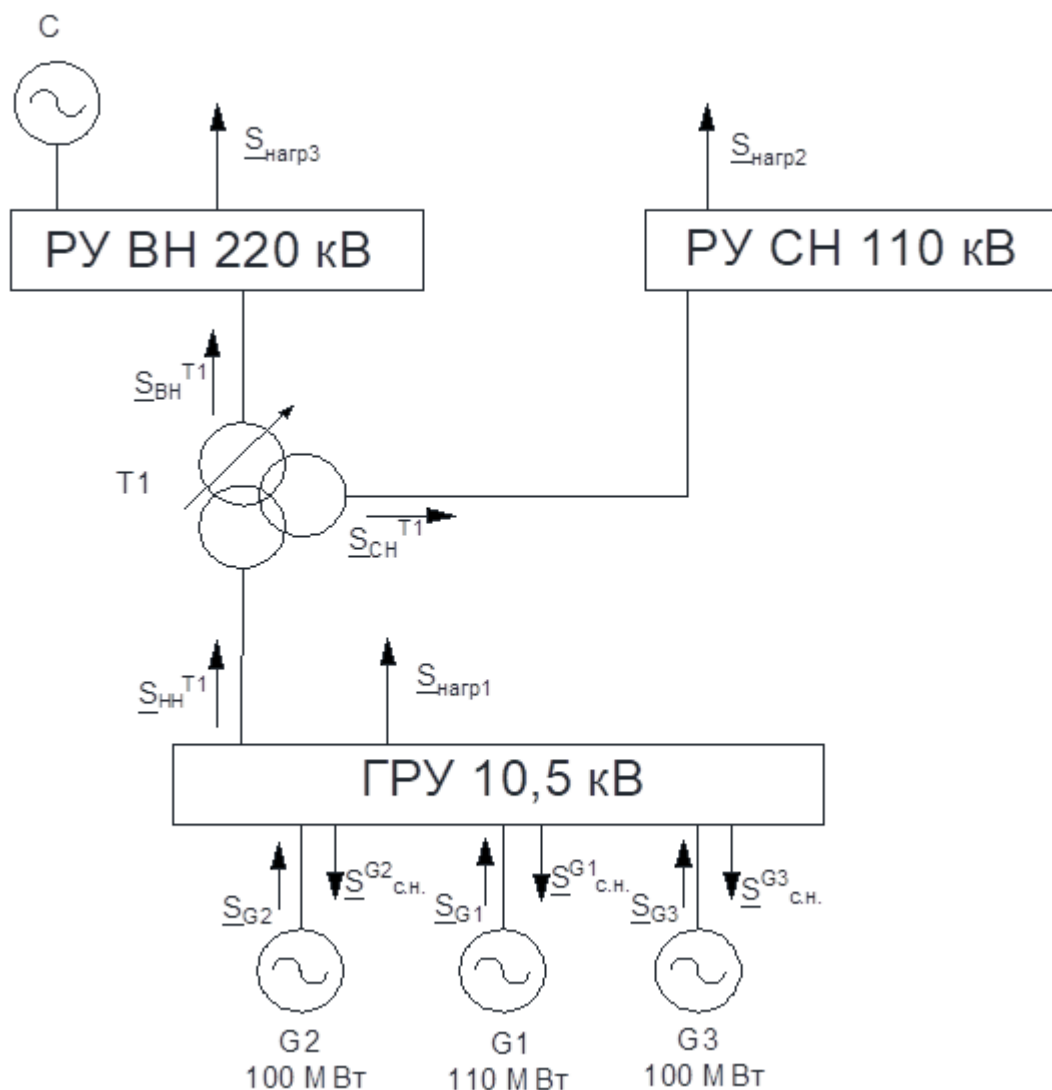


Рис. 1.4.2. Структурная схема ТЭЦ, для расчета ремонтного режима

1) Значения полных мощностей для внешних потребителей и генераторов:

$$P_{расч}^{BH} = 0 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{BH} = 0 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{BH} = 0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{G1} = 110 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1} = 82,5 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1} = 110 + j82,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{расч}^{CH} = 98,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{CH} = 78,94 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{CH} = 98,4 + j78,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{G2} = P_{G3} = 100 \text{ МВт}$$

$$Q_{G2} = Q_{G3} = 75 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G2} = \underline{S}_{G3} = 100 + j75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{расч}^{HH} = 154,05 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч}^{HH} = 115,54 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{расч}^{HH} = 154,05 + j115,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

2) Определим полные мощности для внутренних потребителей:

- Для генератора G1:

$$P_{G1}^{c.n.} = P_{G1} \cdot K_{c.n.} = 110 \cdot 0,1 = 11 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1}^{c.n.} = Q_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(0,8)) \cdot 110 \cdot 0,1 = 8,25 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1}^{c.n.} = 11 + j8,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- Для генераторов G2, G3:

$$P_{G1}^{c.n.} = P_{G1} \cdot K_{c.n.} = 100 \cdot 0,1 = 10 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1}^{c.n.} = Q_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{G1} \cdot K_{c.n.} = tg(\arccos(0,8)) \cdot 100 \cdot 0,1 = 7,5 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1}^{c.n.} = 10 + j7,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

3) Определим перетоки полных мощностей через трансформаторы, пользуясь уравнениями баланса мощностей для узлов электростанции:

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через ГРУ:

$$\underline{S}_{G1} + \underline{S}_{G2} + \underline{S}_{G3} = \underline{S}_{T2} + \underline{S}_{нагр1} + \underline{S}_{ГРУ}^{c.n.}$$

$$\underline{S}_{T2}^{HH} = \underline{S}_{G1} + \underline{S}_{G2} + \underline{S}_{G3} - \underline{S}_{нагр1} - \underline{S}_{ГРУ}^{c.n.} = 110 + j82,5 + 2 \cdot (100 + j75) - 11 - j8,25 -$$

$$2 \cdot (10 - j7,5) - 154,05 - j115,54 = 124,95 + j93,71 = 156,186 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через трансформатор Т2:

$$\underline{S}_{T2}^{HH} - \underline{S}_{T2}^{BH} - \underline{S}_{T2}^{CH} = 0$$

$$\underline{S}_{T2}^{CH} = \underline{S}_{нагр2} = 98,4 + j78,94 = 126,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\underline{S}_{T2}^{BH} = \underline{S}_{T2}^{HH} - \underline{S}_{T2}^{CH} = 124,95 + j93,71 - 98,4 - j78,94 = 26,55 + j14,77 = 30,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

3. Программный расчет продолжительных режимов

----- Расчет перетоков мощности через один трансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок :

Сторона низшего напряжения

P_{нн} = 62.47 МВт

Q_{нн} = 46.86 Мвар

S_{нн} = 78.09 МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности от ГРУ !

Сторона среднего напряжения

P_{сн} = 49.20 МВт

Q_{сн} = 39.47 Мвар

S_{сн} = 63.08 МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности к РУ СН !

Сторона высшего напряжения

P_{вн} = 13.27 МВт

Q_{вн} = 7.38 Мвар

S_{вн} = 15.19 МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности к РУ ВН !

Наличие двойной трансформации:

Активная мощность: Двойная трансформация отсутствует

Реактивная мощность: Двойная трансформация отсутствует

Наиболее загружена обмотка низшего напряжения автотрансформатора

Расчетная номинальная мощность трансформатора связи без учета нагрузочной способности

S_{расч} = 78.09 МВА

----- Расчет перетоков мощности через один трансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок, ремонтный :

Сторона низшего напряжения

P_{нн} = 124.95 МВт

Q_{нн} = 93.71 Мвар

S_{нн} = 156.19 МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности от ГРУ !

Сторона среднего напряжения

P_{сн} = 98.40 МВт

Q_{сн} = 78.94 Мвар

S_{сн} = 126.15 МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности к РУ СН !

Сторона высшего напряжения

$P_{ВН} = 26.55$ МВт

$Q_{ВН} = 14.77$ Мвар

$S_{ВН} = 30.38$ МВА

! Знак "+" соответствует перетоку мощности к РУ ВН !

Наличие двойной трансформации:

Активная мощность: Двойная трансформация отсутствует

Реактивная мощность: Двойная трансформация отсутствует

Наиболее загружена обмотка низшего напряжения автотрансформатора

Расчетная номинальная мощность трансформатора связи без учета нагрузочной способности

$S_{расч} = 156.19$ МВА

Программный и аналитические расчеты сходятся, что говорит о достоверности выполненных действий.

1.5. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.5.1. Выбор трехобмоточных трансформаторов

Выбор производится по наиболее загруженной обмотке. В данном случае это обмотка НН.

$$S_{ном} \geq S_{Т1}^{НН}$$

Номинальные напряжения обмоток должны быть не меньше напряжений места установки оборудования.

Выбранные трехобмоточные трансформаторы представлены в таблице 1.5.1:

Таблица 1.5.1

№	Генератор			Трансформатор					Рис., обозначение на схеме
	S_G	U_G	$U_{РУ}$	$S_{ТРЕБ.}^{НОМ}$	Тип	$U_{НН}$	$U_{СН}$	$U_{ВН}$	
	МВ·А	кВ	кВ			кВ	кВ	кВ	
1	137,5	10,5	10,5	111,56	АТДЦТН – 125000/220/110	10,5	121	230	4.1, Т1
2	125	10,5	10,5	111,56	АТДЦТН – 125000/220/110	10,5	121	230	4.1, Т2

Пример выбора трехобмоточного трансформатора Т1:

- Выбор по **напряжению**. Условием выбора по напряжению, является то, чтобы номинальное напряжение обмоток должно быть не меньше напряжений места установки оборудования, т.е. обмотка ВН трансформатора должна совпадать с классом напряжения РУ ВН, обмотка СН должна совпадать с классом напряжения РУ СН, а обмотка НН совпадает с классом напряжений генератора.
- Выбор по **мощности**. Основное требование – номинальная мощность должна быть не меньше требуемой номинальной мощности:

$$S_{ном} \geq S_{ном}^{треб}$$

- Выбор по **нагрузочной способности**. При учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется:

$$S_{ном}^{треб} = \max \left\{ \frac{S_{НН}^{норм. режим}}{K_{нагр}^{сист}}; \frac{S_{НН}^{ремонт. режим}}{K_{перез}^{авар}} \right\} = \max \left\{ \frac{78,09}{1,07}; \frac{156,19}{1,4} \right\} = \\ = \max \{72,31; 111,56\} = 111,56 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $K_{нагр}^{сист} = 1,08, K_{перез}^{авар} = 1,4$ [1, табл. 1.36, с. 52]. Данный коэффициент выбирается по алгоритму:

1. Сначала по [1, табл. 3.6, с. 146] определяем вид охлаждения трансформатора, исходя из требуемых напряжений обмоток.

2. Затем по [1, табл. 1.36, с. 52] для температуры окружающей среды, равной 10 градусам, времени перегрузки 24 часа определяем коэффициент систематической нагрузки для данного трансформатора.

1.5.2. Описание силового оборудования

Параметры выбранного оборудования представлены в таблице 1.5.2 [табл. 3.6.;3.8.] [табл. П5.1.]:

Таблица 1.5.2

Обозначение на схеме	Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Напряжения обмоток			Потери, кВт			
			$U_{ВН},$ кВ	$U_{СН},$ кВ	$U_{НН},$ кВ	P_{xx}	P_k		
							ВН-НН	ВН-СН	СН-НН
T1, T2	АТДЦТ Н – 125000/2 20/110	125	230	121	10,5	65	315	-	-

Продолжение таблицы 1.5.2

Обозначение на схеме	Тип	$U_K, \%$			Цена, тыс. руб.		Встроенные ТА	
		ВН - СН	ВН-НН	СН - НН	заводская	С учетом установки	Место установки	Кол-во
T1, T2	АТДЦТН – 125000/220/ 110	11	45	28	195	273	На вводах ВН	2
							На вводах СН	2
							На каждой фазе НН	По 1
							На вводе нейтрали	2

Для пересчета заводской стоимости трансформаторов определим коэффициент α учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов грозозащиты, заземления, охлаждения трансформатора, контрольных кабелей до щита

управления, стоимость строительных и монтажных работ, а также материалов. [1, табл. 10.3.]

Для автотрансформаторов $U_{BH} = 220$ кВ и $S_{ном} \leq 160$ МВ·А принимаем $\alpha = 1,4$.

Производим расчет расчетной стоимости по формуле $C_{расч} = \alpha \cdot C_{зав}$:

Для Т1 и Т2: $C_{расч} = \alpha \cdot C_{зав} = 1,4 \cdot 195 = 273$ тыс. руб.

1.5.3. Описание встроенных регуляторов напряжения

Вид, место установки регулировочной обмотки, диапазон, число ступеней регулирования регуляторов напряжения: [2, табл. 3.2];

Таблица 1.5.3

Обозначение на схеме	Тип	Регулирование напряжения
Т1, Т2	АТДЦТН – 125000/220/110	РПН $\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm(6 \times 2 \%)$ в линии СН

1.5.4. Описание маркировки оборудования

Таблица 1.5.4

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
Т1, Т2	АТДЦТН – 125000/220/110	А – автотрансформатор; Т – трехфазный; ДЦ – охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный; Н – система регулирования напряжения под нагрузкой, РПН; 125000 - номинальная мощность, кВ·А;

		220 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; 110 – класс напряжение обмотки СН, кВ.
--	--	--

1.5.5. Описание системы охлаждения оборудования

Таблица 1.5.5

Обозначение на схеме	Тип	Система охлаждения
T1, T2	АТДЦТН – 125000/220/110	<p>ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформатора. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.</p>

Таблица 1.5.6

Обозначение на схеме	Тип	Схема и группа соединения обмоток
T1, T2	АТДЦТН – 125000/220/110	$\text{Y}_{\text{авт}}/\Delta-0-11$

1.5.6. Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов к.з. в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реактором. Основная область применения реакторов- электрические сети напряжением 6- 10 кВ. Иногда реакторы используют в установках 35 кВ и выше, а также при напряжении ниже 1000 кВ.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

1.5.7. Выбор секционных реакторов

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению. Произведем выбор реактора по первым двум условиям.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ГРУ}} = 10,5\text{кВ}$$

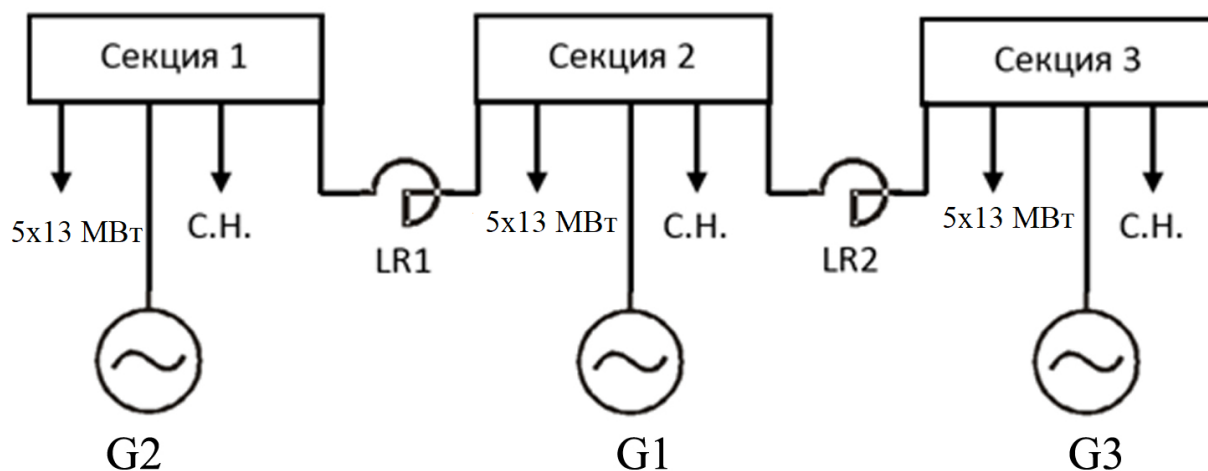


Рис. 1.6.1. Схема ГРУ с распределением генераторов и нагрузки по секциям

Номинальный ток ректора не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{ном} \geq I_{max}$$

Для шинных (секционных) реакторов допускается приближенное определение расчетных токов через реактор:

$$I_{LR}^{расч} = (0,5 - 0,7) \cdot I_G^{ном}$$

$$I_{LR}^{расч} = 0,5 \cdot 7,5 = 3,75 \text{ кА}$$

Выбираем по [1] реактор типа **РБДГ-10-4000-0,105УЗ**.

Условное обозначение:

Р- реактор

Б- бетонный

Д- принудительное охлаждение с дутьем

Г- горизонтальная установка фаз

10- номинальное напряжение, кВ

4000 - номинальный ток, А

0,105- номинальное индуктивное сопротивление, Ом

У- для работы в районах с умеренным климатом

З- для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией

1.6. ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ ВАРИАНТА И ВЫБРАННОГО РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

1). Приведем структурную схему с обозначением:

1. генераторов;
2. распределительных устройств;
3. нагрузок внешних;
4. нагрузок внутренних;
5. системы;
6. силовых (авто)трансформаторов:
 - обозначение;
 - РПН;
 - схемы соединения обмоток;
 - состояние нейтралей для каждой обмотки;
 - встроенные измерительные трансформаторы тока.

На рисунке 1.6.2 изображена развернутая структурная схема ТЭЦ

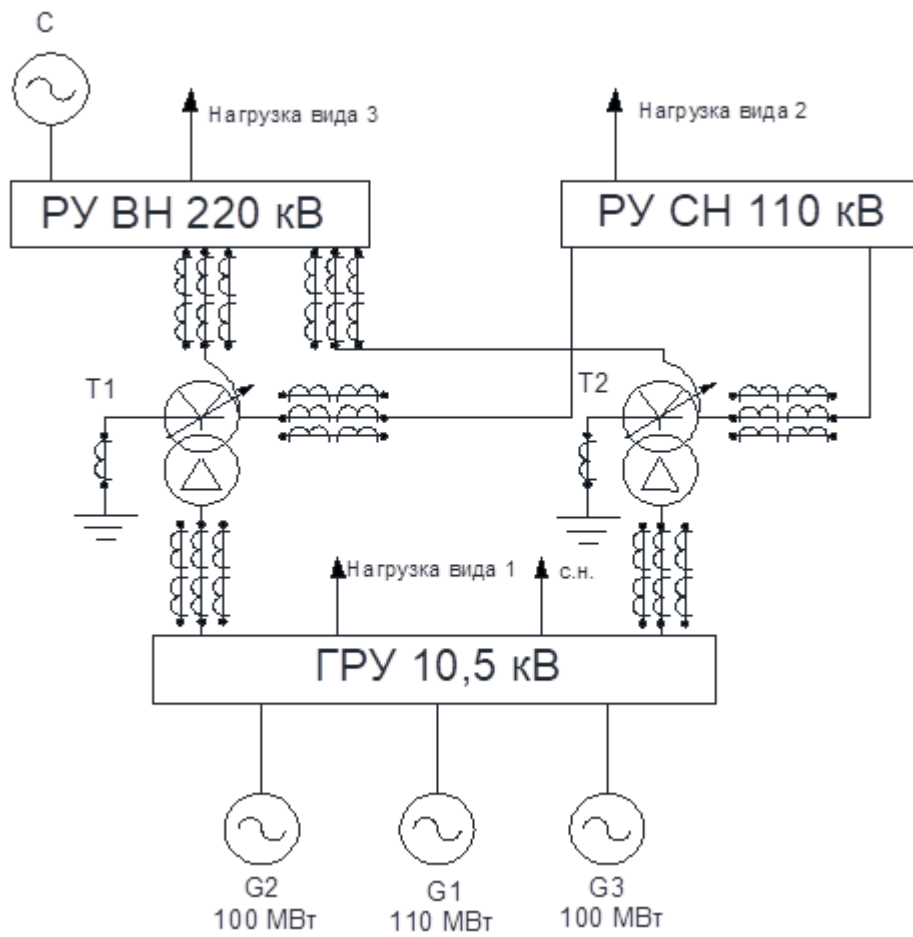


Рис. 1.6.2. Развернутая схема ТЭЦ

2). Описание расчетного присоединения:

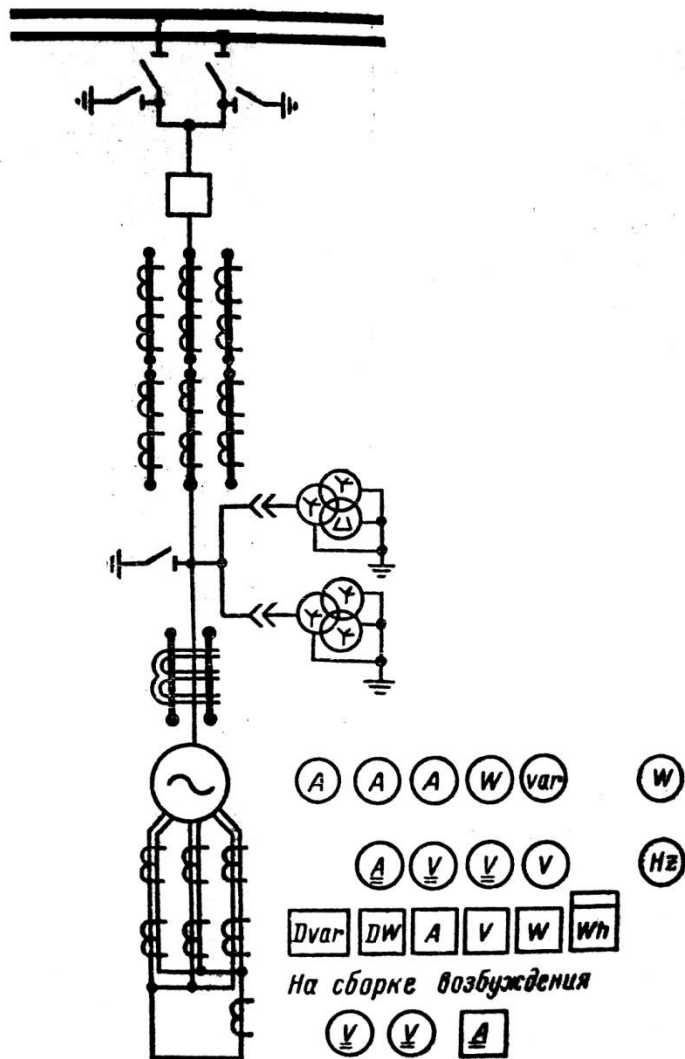


Рис. 1.6.4 - Схема выводов генератора, входящего в расчетное присоединение

Данное расчетное присоединение (генератор – ГРУ – сторона НН трансформатора связи) содержит генератор типа ТВФ-110-2ЕУЗ с номинальной активной мощностью $P = 110$ МВт; ГРУ напряжением $U = 10,5$ кВ и низшую сторону трехобмоточного автотрансформатора связи типа АТДЦТН – 125000/220/110 с номинальной мощностью $S = 125$ МВА.

1.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ВЫБРАННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

1.7.1. Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее, чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства имеет место, когда энергосистема или электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации.

В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{норм}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать это повышение нагрузки до $I_{рем,мах}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{нав,мах}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток I_{max} .

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{норм}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима [2, с. 212].

1) Приведем расчетные формулы для присоединений и сборных шин:

Таблица 1.7.1

	Присоединение, сборные шины	$I_{норм}$	$I_{макс}$
1	Генератор G1	$I_{норм}^{G1} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_{ном}}$	$I_{макс}^{G1} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cdot 0,95 \cos \varphi_{ном}}$
2.	Автотрансформаторы связи T1, T2:		
	Сторона НН	$I_{норм} = \frac{S_{ном}^{T2}}{\sqrt{3} U_{ру}^{НН}}$	$I_{макс} = I_{норм} K_{авар}^{перез}$
3.	Нагрузка на ГРУ 10,5 кВ	$I_{норм} = \frac{S_{нагр}^{НН}}{n \sqrt{3} U_{ном}^{НН}}$	$I_{макс} = \frac{n}{(n-1)} I_{норм}$
4.	Сборные шины ГРУ 10,5 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току нормальному (максимальному) наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	

2). Рассчитаем токи продолжительных режимов участков расчетного присоединения:

Таблица 1.7.2

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{\text{норм}}$, кА	Развернутая формула	$I_{\text{макс}}$, кА
G1	Генератор	$\frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8}$	7,56	$\frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	7,96
T1, T2	Автотрансформаторы связи:				
	сторона НН	$\frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$	6,873	$6,873 \cdot 1,4$	9,623
Нагрузка ка 1	Нагрузка, U=10,5 кВ	$\frac{192,564}{6\sqrt{3} \cdot 10,5}$	1,764	$\frac{6}{6-1} \cdot 1,764$	2,118
ГРУ	Сборные шины	–	6,873	–	9,623

1.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ВЫБРАННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПО РЕЖИМАМ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Для целей расчётов в структурную схему (рис. 1.8.1) вводим все источники питания и те связи источников между собой и с местом повреждения, которые обтекаются током короткого замыкания. Нагрузку при расчётах режимов коротких замыканий не учитываем. Поэтому на структурной схеме не отображаем собственные нужды. На структурной схеме намечаем места повреждений, при которых аппараты и токоведущие части заданного присоединения обтекаются наибольшим током короткого замыкания. Таким образом, имеем две точки трёхфазного короткого замыкания – на шинах ГРУ 10,5 кВ и на выводах генератора G1.

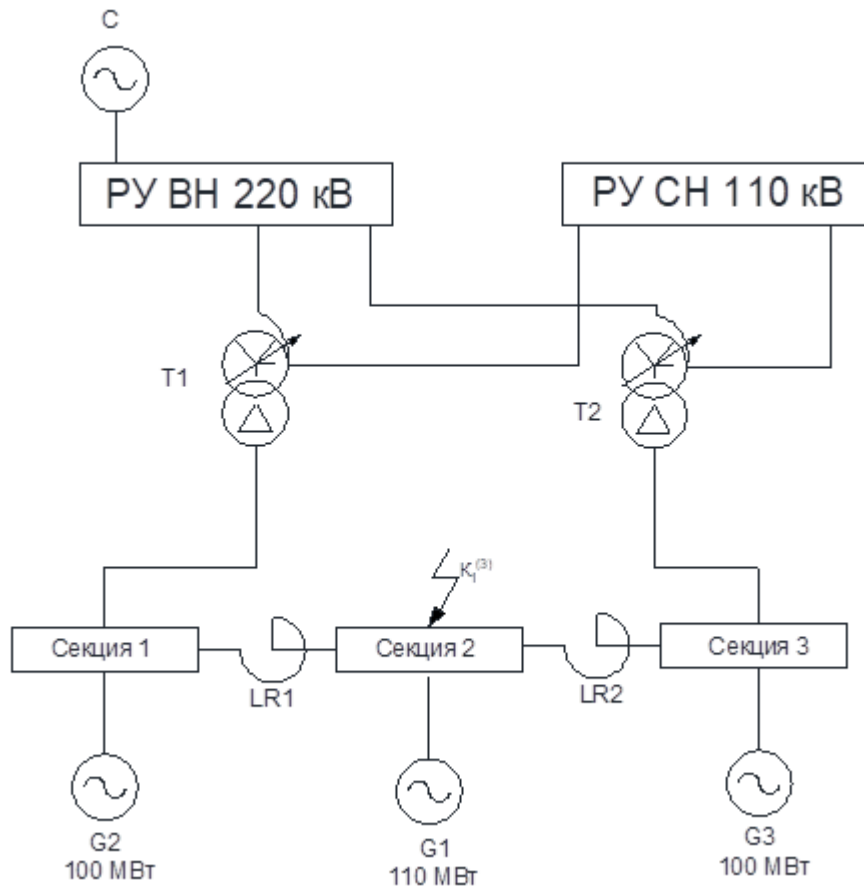


Рис. 1.8.1. Структурная схема ТЭЦ для расчета трехфазного КЗ

На основе структурной схемы электроустановки и намеченного места повреждения составим схему замещения (рис. 1.8.2), в которую входят:

- все источники (система, генераторы);
- связи источников с местом КЗ и между собой (трансформаторы, линии).

Источники вводятся в схему замещения ЭДС и сопротивлениями. Связи вводятся в схему замещения сопротивлениями.

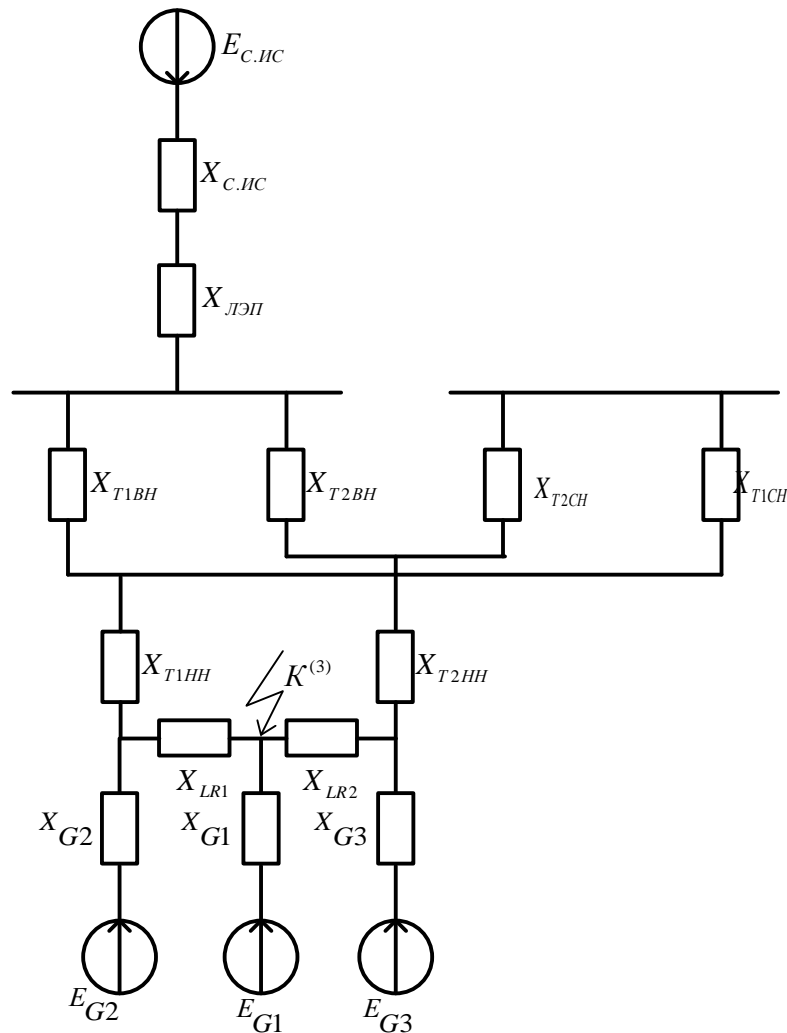


Рис. 1.8.2. Схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

Расчет параметров элементов схемы замещения:

Для аналитического расчета принимаем следующие базисные условия для расчёта параметров схемы замещения в относительных единицах:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$U_{\bar{o}1} = 10,5 \text{ кВ}; I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

$$U_{\bar{o}2} = 220 \text{ кВ}; I_{\bar{o}2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,62 \text{ кА}$$

Базисные величины:

- базисная мощность (полная мощность в МВ·А) – любая величина, удобная для расчетов;
- базисное напряжение (линейное в кВ) – среднее номинальное напряжение места повреждения.

1). Система:

$$E_{сис} = 1 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2000} = 0,5 \text{ о.е.}$$

2). Линия связи:

$$X_{ЛЭП} = X_{22} = \frac{x_{л}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{cp}^2},$$

где для АС 240/32 $x_0=0,435$ Ом/км и $L=180$ км

$$X_{22} = \frac{x_{л}}{2} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 180 \cdot \frac{1000}{(220)^2} = 0,808 \text{ о.е.}$$

3). Турбогенератор G1:

$$X_{G1} = X_1 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,189 \cdot \frac{1000}{137,5} = 1,375 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_B} = \frac{10,5}{10,5} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_B} = \frac{7,56}{54,986} = 0,137 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{G1} = E_1 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G1})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G1} + I_{*ном} \cdot X_{G1})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 0,137 \cdot 1,375)^2} = 1,124 \text{ о.е.}$$

4). Турбогенератор G2 и G3:

$$X_{G2} = X_{G3} = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_{B1}} = \frac{10,5}{10,5} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_{B1}} = \frac{6,875}{54,986} = 0,125 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{G2} = E_{G3} = E_2 = E_3 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G2})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G2} + I_{*ном} \cdot X_{G2})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 0,125 \cdot 1,536)^2} = 1,126 \text{ о.е.}$$

5). Автотрансформаторы связи T1 и T2:

$$U_{KB} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KBH-HH\%} - U_{KCH-HH\%}) = 0,5(11 + 45 - 28) = 14\%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-HH\%}) = 0,5(11 + 28 - 45) = -3\% \approx 0$$

$$U_{KH} = 0,5(U_{KBH-HH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-CH\%}) = 0,5(45 + 28 - 11) = 31\%$$

$$X_{T1}^{BH} = X_{T2}^{BH} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,14 \cdot \frac{1000}{125} = 1,12 \text{ о.е.}$$

$$X_{T1}^{CH} = X_{T2}^{CH} = \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{T1}^{HH} = X_{T2}^{HH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,31 \cdot \frac{1000}{125} = 2,48 \text{ о.е.}$$

б). Реактор ЛР

$$X_{LR1} = X_{LR2} = x_p \frac{S_6}{U_{6l}^2} = 0,105 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,95 \text{ о.е.}$$

Программный расчет:

Протокол расчетов, сделанных с помощью программы GTCURR

Кафедра Электрических станций МЭИ, программа GTCURR
 Расчет для данных из файла work.tzk при S б = 1000. МВА

Номер эл-та	Обозначение элемента	Исходные параметры элемента	Расчетные параметры		
			R, о.е.	X, о.е.	E, о.е.
1	Генератор G2	P ном = 100. МВт X" = .192 о.е. T a = .400 с COS (FI) = .80	.0122	1.536	1.126
2	Генератор G1	P ном = 110. МВт X" = .189 о.е. T a = .410 с COS (FI) = .80	.0107	1.375	1.124
3	Генератор G3	P ном = 100. МВт X" = .192 о.е. T a = .400 с COS (FI) = .80	.0122	1.536	1.126
4	Реактор R1	I ном = 3750. А X = .105 Ом P пот = 18.5 кВт U ср.ном = 10.0 кВ	.0132	1.050	
5	Реактор R2	I ном = 3750. А X = .105 Ом P пот = 18.5 кВт U ср.ном = 10.0 кВ	.0132	1.050	
6	Автотранс. T2	S ном = 125. МВА U вс = 11.0 % U вн = 45.0 % U сн = 28.0 % P вс = 315. кВт P вн = 280. кВт P сн = 275. кВт	.0038 -.0397 .0085	.772 -7.973 1.709	
7	Автотранс. T1	S ном = 125. МВА U вс = 11.0 % U вн = 45.0 % U сн = 28.0 % P вс = 315. кВт P вн = 280. кВт	.0038 -.0397 .0085	.772 -7.973 1.709	


```

      P сн = 275. кВт
8 Линия      L1      l = 180.0 км      .4500  1.618
      X = .435 Ом/км
      R = .1210 Ом/км
      U ср.ном = 220.0 кВ
      Число цепей 1.
9 Линия      L2      l = 180.0 км      .4500  1.618
      X = .435 Ом/км
      R = .1210 Ом/км
      U ср.ном = 220.0 кВ
      Число цепей 1.
10 Система
S ном = 2000. МВА      .0761      .500  1.000
      X с = 1.000 о.е.
      Куд = 1.620

```

```

КЗ 1 в узле со средним номинальным напряжением      10.5 кВ
Элем. R экв, ое      X экв, ое      T а, с      I по, кА      i уд, кА
2                                44.9      126.
4                                26.5      72.9
5                                26.5      72.9
КЗ      .751E-02      .561      .238      98.0      271.

```

Токи в ветвях

```

Элем.      Уср.ном.      T а, с      I по, кА      I уд, кА
1          10.5      .945      22.2      62.4
2          10.5      .410      44.9      126.
3          10.5      .945      22.2      62.4
10         220.      .339E-01      .415      1.02

```

Результаты расчёта программы GTCURR занесем в таблицу 1.8.1:

Таблица 1.8.1 – Результаты расчёта режима трёхфазного К.З. программой GTCURR

Обозначение точки К.З; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного К.З.			
		$I_{по}, кА$	$T_a, с$	K_y	$i_y, кА$
К1– Шины ГРУ	G1	44,9	0,410	1,62	126
	G2	22,2	0,945	1,62	62,4
	G3	22,2	0,945	1,62	62,4
	Система	0,415	0,034	1,62	1,02
Расчетное значение		44,815	0,945	1,62	125,82
Суммарное значение		89,715	0,323	1,62	250,8

K_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a [2, с. 148].

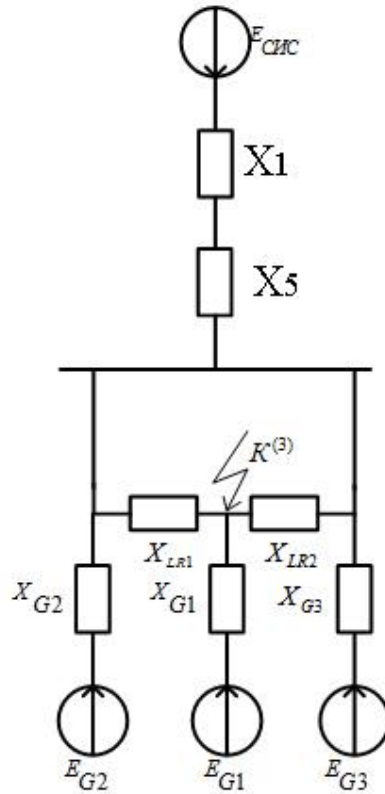


Рис. 1.8.3. Преобразование схемы замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

$$X_1 = X_{сис} + X_{лЭП} = 0,5 + 0,808 = 1,308 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_{T1}^{BH}}{2} = \frac{1,12}{2} = 0,56 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = \frac{X_{T1}^{HH}}{2} = \frac{2,48}{2} = 1,24 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_3 + X_4 = 0,56 + 1,24 = 1,8 \text{ о.е.}$$

Так как X_{T1}^{CH} и X_{T2}^{CH} примерно равны нулю, то на схеме они не отображены.

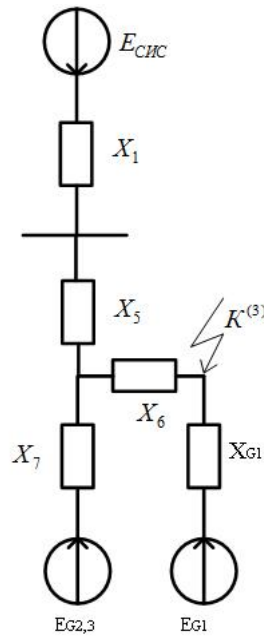


Рис. 1.8.4. Преобразование схемы замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

$$X_6 = \frac{X_{LR1}}{2} = \frac{X_{LR2}}{2} = \frac{0,95}{2} = 0,48 \text{ о.е.}$$

$$X_7 = \frac{X_{G2}}{2} = \frac{X_{G3}}{2} = \frac{1,536}{2} = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$E_{G2,3} = E_{G2} = E_{G3} = 1,126 = 1,126 \text{ о.е.}$$

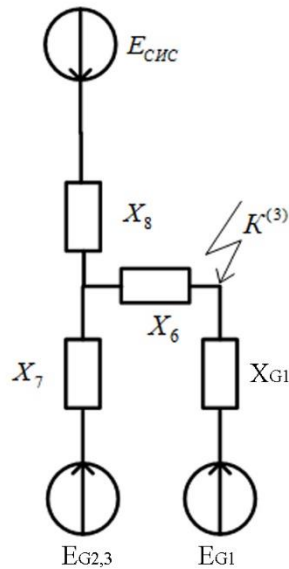


Рис. 1.8.5. Преобразование схемы замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

$$X_8 = X_1 + X_5 = 1,308 + 1,8 = 3,108 \text{ о.е.}$$

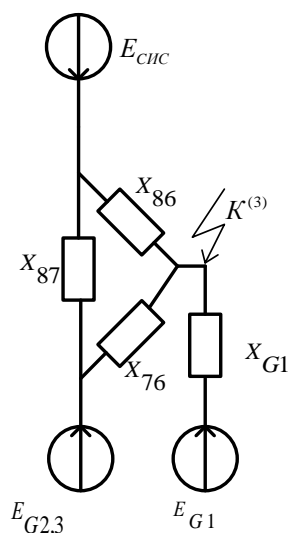


Рис. 1.8.6. Преобразование схемы замещения для расчета трехфазного короткого замыкания

$$X_{76} = X_7 + X_6 + \frac{X_7 \cdot X_6}{X_8} = 0,77 + 0,48 + \frac{0,77 \cdot 0,48}{3,108} = 1,369 \text{ о.е.}$$

$$X_{86} = X_8 + X_6 + \frac{X_8 \cdot X_6}{X_7} = 3,108 + 0,48 + \frac{3,108 \cdot 0,48}{0,77} = 5,525 \text{ о.е.}$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям:

$$I_{п01} = \frac{E_{G1}}{X_{G1}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,124}{1,375} \cdot 54,99 = 44,95 \text{ кА}$$

$$I_{п02} = \frac{E_{G23}}{X_{G76}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,126}{1,369} \cdot 54,99 = 45,23 \text{ кА}$$

$$I_{п03} = \frac{E_{сис}}{X_{86}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{5,525} \cdot 2,62 = 0,47 \text{ кА}$$

Сравним результаты расчёта программы GTCURR и ручного расчета.

Таблица 1.8.2 – Результаты расчёта режима трёхфазного К.З.

Обозначение точки КЗ; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного КЗ	
		GTCURR	Аналитический
		$I_{п0}, \text{кА}$	$I_{п0}, \text{кА}$
К ₁ – Шины ГРУ 10,5 кВ	G1	44,9	44,95
	G2+G3	44,4	45,23
	Система	0,415	0,47
Суммарное значение		89,715	90,65

Сравнивая аналитические расчеты и расчеты программы можно сказать, что полученные результаты незначительно отличаются друг от друга, но поскольку при аналитическом расчете были использованы некоторые

допущения (не учитывали активные сопротивлений), а программа GTCURR рассчитывает более точно, то в дальнейшем будем использовать результаты, полученные в программе GTCURR.

1.9. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В ЦЕПЯХ РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

1). Выбор выключателей:

Предварительный выбор аппаратов выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах К.З.

Таблица 1.9.1 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max}(I_{ном})$, кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА
ГРУ – выводы генератора 110 МВт	МГУ-20-90/9500У3	расч.	10,5	7,96	44,815	126
		катал.	20	9,5	90	300

Структура условного обозначения:

МГУ-20-90/9500У3:

М – маломасляный;

Г – генераторный;

У – усиленный;

20 – номинальное напряжение, кВ;

90 – номинальный ток отключения, кА;

9500 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица 1.9.2 – Дополнительные каталожные данные выключателей

Тип аппарата	$t_{O.B.}$ с	$t_{C.B.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{т.ст.}$ кА	$t_{т.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привода	Кол-во ТА
МГУ-20-90/9500УЗ	0,2	0,15	90	90	4	20	ПС-31	-

1) Проверка выключателей по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

2) Проверка выключателей по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$7,96 \text{ кА} \leq 9,5 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

3) Проверка выключателей по отключающей способности и термической стойкости:

- Проверка по отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$$

Для системы:

$$I_{П,\tau} = I_{ПО} = 0,415 \text{ кА};$$

Для генераторов G2, G3:

$$I_{П,0,\Gamma} = 44,4 \text{ кА}; I'_{ном} = \frac{2 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 13,746 \text{ кА};$$

$I_{П,0,\Gamma} / I'_{ном} = 44,4 / 13,746 = 3,23$ и по кривым имеем $I_{П,\Gamma} / I_{П,0,\Gamma} = 0,82$, а следовательно, $I_{П,\Gamma} = 0,82 \cdot 44,4 = 36,408 \text{ кА};$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ для времени $\tau = 0,16 \text{ с};$

$$I_{П,\tau} = 0,415 + 36,408 = 36,823 \text{ кА};$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 36,823 \text{ кА} < 90 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.},$$

где $i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 44,815 \cdot e^{-0,16/0,41} = 42,98 \text{ кА}$ – апериодическая составляющая тока К.З. в момент расхождения контактов;

где $T_a = 0,41 \text{ с}$ (из расчёта программы GTCURR);

$\tau = t_{з,мин} + t_{c,с} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

$t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 90}{100} = 25,456 \text{ кА} \text{ – номинальное допустимое}$$

значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 42,98 \text{ кА} > 25,456 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие не выполняется.}$$

Если условие $I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} > i_{a,ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ :

$$\begin{aligned} (\sqrt{2}I_{П,\tau} + i_{a,\tau}) &\leq \sqrt{2}I_{откл.ном.} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \\ (\sqrt{2} \cdot 36,823 + 42,98) &\leq \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) \\ 112,86 \text{ кА} &\leq 152,735 \text{ кА} \end{aligned}$$

Как видно, данное условие выполняется.

- Проверка выключателя по термической стойкости:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 44,815^2 \cdot (4 + 0,41) = 8856,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ — тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$t_{откл}$ — расчетное время отключения, с;

$I_{тер}$ — среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ — длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с.

$$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 8856,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

Как видно, выбранный выключатель проходит условия проверки по отключающей способности и термической стойкости. Полученные значения сведем в таблицу 1.9.3.

Таблица 1.9.3

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{П,τ}$, кА	$i_{a,τ}$, кА	Полный ток КЗ, кА	$t_{откл}$, с	B_K , кА ² ·с
ГРУ – выводы генератора 110 МВт	МГУ-20-90/9500У3	расч.	36,82 3	42,98	112,86	4	8856,97
		катал.	90	25,45 6	152,73 5	4	32400

Полный ток КЗ определяем по :

$(\sqrt{2}I_{П,τ} + i_{a,τ})$ – расчетный полный ток КЗ;

$\sqrt{2}I_{отк,ном} (1 + \beta_n / 100)$ – каталожный полный ток КЗ.

2) Выбор разъединителей:

Выбор разъединителей производится:

1. по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

2. по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном};$$

3. по конструкции, роду установки.

- По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на ГРУ – выводы генератора 110 МВт:

РВР-20/8000 У3

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 10,5 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; \quad \begin{array}{l} I_{норм} \leq I_{ном} \Rightarrow 7,56 \text{ кА} \leq 8 \text{ кА} \\ I_{max} \leq I_{ном} \Rightarrow 7,96 \text{ кА} \leq 8 \text{ кА} \end{array};$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр,с}; I_{п,о} \leq I_{пр,с}$$

$i_{пр,с}, I_{пр,с}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

$$i_y \leq i_{пр,с} \Rightarrow 126 \text{ кА} \leq 320 \text{ кА} \text{ – условие выполняется.}$$

$$I_{п,о} \leq I_{пр,с} \Rightarrow 44,815 \text{ кА} \leq 320 \text{ кА} \text{ – условие выполняется.}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{каталож} \Rightarrow 8856,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \text{ – условие}$$

выполняется.

Как видно, выбранный разъединитель проходит по данным условиям проверки. Полученные значения и параметры разъединителей сведем в таблицу 1.9.4.

Таблица 1.9.4

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки
			ГРУ – выводы генератора 110 МВт
Расчётные данные			
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	10,5
Ток продолжительного режима	I_{max}	кА	7,96
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	126
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² · с	8856,97

Продолжение таблицы 1.9.4

Каталожные данные			
Тип аппарата			РВР-20/6300 УЗ
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	8
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	320
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	125
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	4
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² ·с	62500
Тип привода			ПЧ-50

Структура условного обозначения:

РВР-20/8000 УЗ:

Р – разъединитель;

В – внутренней установки;

Р – рубящего типа;

20 – номинальное напряжение, кВ;

8000 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

З – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

1.10. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЦЕПЕЙ РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Описание типов проводников выполняем в виде таблицы 1.10.1.

Таблица 1.10.1. Описание исполнения цепей ТЭЦ

Описание цепей	Типы проводников
От выводов генератора G1 до фасадной стены	Комплектный пофазно-экранированный токопровод
Участок между турбинным отделением и ГРУ	Гибкий токопровод
ГРУ	Жесткие шины

Выбор гибкого токопровода:

Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с ГРУ 6 – 10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах.

- Выводы генератора:

$$I_{\text{норм}} = 7,56 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 7,96 \text{ кА}$$

1) Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{7560}{1} = 7560 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС 600/72, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть:

$$q_a = q_s - q_{AC} = 7560 - 2 \cdot 600 = 6360 \text{ мм}^2.$$

Число проводов А-600:

$$n = \frac{6360}{600} = 10,6.$$

Принимаем токопровод 2 x AC-600/72 + 11 x A-600 диаметром $d=350$ мм, расстояние между фазами $D=3$ м.

Проверка сечения на нагрев по допустимому току:

$$I_{\text{дон}} = 2 \cdot 920 + 11 \cdot 955 \text{ кА} = 12345 \text{ А} > I_{\text{max}} = 7960 \text{ А} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

2) Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

3) Проверку на электродинамическое действие тока КЗ проводим, т.к. $i_y, > 50$ кА. Проверяем токопровод по условиям схлестывания. Сила взаимодействия между фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{\text{но}}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 44900^2}{3} \cdot 10^{-7} = 100,8 \text{ Н / м.}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг массы 1 м провода AC=600/72 2,17 кг, провода A-600 1,6 кг) определяется:

$$g = 9,8(2 \cdot 2,17 + 11 \cdot 1,6 + 1,6) = 230,69 \text{ Н / м.}$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_3=0,1$ с, находим:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с;}$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5.$$

По диаграмме для значения $f/g=100,8/230,69=0,437$ находим $b/h=0,16$, откуда $b=0,16 \cdot 2,5=0,4$ м.

Допустимое отклонение фазы

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2} = \frac{3 - 0,35 - 0,2}{2} = 1,225 \text{ м.}$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

4) Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot \frac{I_{n.o}^{(3)2}}{d} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = \frac{13-1}{13^2} \cdot \frac{44900^2}{0,35} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 81,8 \text{ Н / м.}$$

Под действием импульсных усилий $f_{ц}$ проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливаются внутрифазовые распорки.

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ:

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q} = \frac{81,8}{600} = 0,136 \text{ МПа / м.}$$

Удельная нагрузка на провод А-600 от собственного веса:

$$\gamma_1 = \frac{9,8m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,6}{600} = 0,026 \text{ МПа / м.}$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, определяем:

$$\sigma_{\max} = \frac{T_{\phi, \max}}{nq} = \frac{100 \cdot 10^3}{13 \cdot 600} = 12,82 \text{ МПа.}$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы:

$$l_p = k \sigma_{\max} 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{\max} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_1)(\gamma_k - k \gamma_1)}} =$$

$$= 1,8 \cdot 12,82 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{0,8 \cdot 12,82 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(0,136 + 1,8 \cdot 0,026)(0,136 - 1,8 \cdot 0,026)}} = 11,3 \text{ м.}$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 11,3 м друг от друга.

5) Проверка по условиям коронирования необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Таблица 1.10.2. Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника а	$q_{ном}$, мм ² (А/С)	$I_{доп}$, кА	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части 1)А/С 2)А	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
Выводы генератора	2 х АС-600/72 + 11 х А-600	7800/144	12,35	1)1603 2)1618	567

Продолжение таблицы 1.10.2

$q_{эк}$, мм ²	I_{max} , кА	Расстояние между фазами, м	Электродинамическое воздействие		
			I , кА	b , м	$b_{доп}$, м
7	8	9	10	11	12
7560	7,96	3	44,9	0,4	1,225

Выбор жестких шин для ГРУ.

1) Так как сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, то выбор производим по допустимому току.

$$I_{норм} = 6873 \text{ А} \quad I_{max} = 9623 \text{ А}$$

Принимаем шины коробчатого сечения алюминиевые 2(225x105x12,5), сечением 2x4880 мм², $I_{доп.ном.} = 10300 \text{ А} > I_{max} = 9623 \text{ А} \Rightarrow$ условие выполняется.

2) Проверка сборных шин на термическую стойкость. $I_{н,о} = 89,715 \text{ кА}$, тогда тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 89,715^2 \cdot (4 + 0,323) = 34794,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{34794,9 \cdot 10^3}}{91} = 2049,8 \text{ А},$$

что меньше выбранного сечения $2 \times 4880 \text{ мм}^2$, следовательно шины термически стойки.

3) Проверка сборных шин на механическую прочность. $I_y = 250,8 \text{ кА}$. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{y0-y0} = 415 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника принимаем расчетную формулу:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} 10^{-8} = 2,2 \frac{250800^2 \cdot 2^2}{2,1 \cdot 415} 10^{-8} = 6,35 \text{ МПа},$$

где l принято 2 м ;

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

4) Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ИО-10-30,00 УЗ, $F_{\text{разр}} = 30000 \text{ Н}$, высота изолятора $H_{\text{из}} = 154 \text{ мм}$. Проверяем изоляторы на механическую прочность. Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = 1,62 \frac{250800^2 \cdot 2}{2,1} 10^{-7} = 9704,7 \text{ Н},$$

где принято расстояние между фазами $a=2,1$ м.

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{154 + 8 + 225/2}{154} = 1,78;$$

$$F_{расч} = k_h F_u = 1,78 \cdot 9704,7 = 17274,36 \text{ Н} < 0,6 F_{разр} = 18000 \text{ Н} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

Выбираем проходной изолятор ИП-10/10000-4250 У2, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;

$$I_{ном} = 10000 \text{ А} > I_{max} = 9623 \text{ А}; F_{разр} = 42500 \text{ Н}.$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 0,5 \cdot 9704,7 = 4852,35 \text{ Н} < 0,6 F_{разр} = 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ Н} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

Таблица 1.10.3. Выбор и проверка жестких шин

Описание цепи	Вид поперечного сечения	Каталожные данные						
		1	2	3				
ГРУ	Коробчатое	h, м	b, м	c, м	r, м	Сечение одной шины, мм ²	Момент сопротивления, см ³	Момент инерции, см ⁴
		м	м	м	м			
		225	105	12,5	16	4880	415	2170

Продолжение таблицы 1.10.3.

Каталожные данные	Число шин на фазу	$I_{\text{макс}}, \text{А}$	Расположение
3	4	5	6
Допустимый ток на две алюминиевые шины, А	2	9623	В вершинах прямоугольного треугольника
10300			

Продолжение таблицы 1.10.3.

Конструктивные параметры расположения		Механический расчет				Термическая стойкость	
а, м	l, м	W, см ³	$\sigma_{\text{ф,макс}}, \text{МПа}$	$\sigma_{\text{расч}}, \text{МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}, \text{МПа}$	$V_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$q_{\text{min}}, \text{мм}^2$
7	8	9	10	11	12	13	14
2,1	2	415	6,35	6,35	75	34795	2050

Таблица 1.10.4. Выбор и проверка опорных изоляторов

Описание цепи	Каталожные параметры			Расчетные данные			
	Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$F_{\text{разр}}, \text{кН}$	$F_{\text{доп}}, \text{кН}$	$F_{\text{и}}, \text{кН}$	$K_{\text{н}}$	$F_{\text{расч}}, \text{кН}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ГРУ	ИО-10-30,00 УЗ	10	30	18	10,01	1,62	16,013

Таблица 1.10.5. Выбор и проверка проходных изоляторов

Описание цепи	Каталожные параметры				Расчетные данные			
	Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$F_{разр},$ кН	$F_{доп},$ кН	$I_{макс},$ кА	$F_{и},$ кН	$F_{расч},$ кН
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГРУ	ИП-10/10000-4250	10	10	42,5	25500	6,16	10,01	5

Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1.

От выводов генератора до фасадной стены главного корпусатоковедущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом:

ГРТЕ-10-8550-250

Проверка токопровода:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \Rightarrow 7,96 \text{ кА} < 8,55 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \Rightarrow 126 \text{ кА} < 250 \text{ кА}.$$

Таблица 1.10.6. Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		$I_{max},$ кА	$U_{уст},$ кВ	$i_{уд},$ кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТВФ-110-2ЕУЗ	ГРТЕ-10-8550-250	Расч.	7,96	10,5	126		
		Каталож.	8,55	10,5	250	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15

1.11. ОПИСАНИЕ ФОРМЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТЬЮ ОБЪЕКТА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ

1.11.1. Описание формы оперативного управления электрической частью объекта

Оперативное обслуживание включает в себя следующие элементы:

1. регулирование режима работы основного оборудования в соответствии с планом выработки энергии, обеспечение установленного качества электроэнергии при максимальной экономичности;
2. наблюдение за состоянием основного и вспомогательного оборудования и устранение ненормальностей в его работе;
3. оперативные переключения, связанные с изменением режима, выводом оборудования в ремонт и др.;
4. ликвидацию аварий.

Щитом управления называется устройство, содержащее необходимые технические средства для управления работой электроустановки (приборы, аппараты и ключи управления, приборы сигнализации и контроля).

Различают местные, блочные, центральные и главные щиты управления.

На электростанциях типа ТЭЦ управление электродвигателями собственных нужд производится с местных (агрегатных, цеховых) щитов: в котельном отделении — со щита котла, в турбинном отделении — со щита турбины и т. п. Основные элементы главной схемы — генераторы, трансформаторы, линии ВН, питающие элементы собственных нужд — управляются с главного щита управления ГЩУ.

С центрального щита управления производится управление выключателями повышенных напряжений, резервных трансформаторов собственных нужд, резервных магистралей, а также координируется работа энергоблоков электростанции.

Главные и центральные щиты управления на современных электростанциях размещаются в специальном помещении в главном корпусе со стороны постоянного торца или вблизи открытых распределительных устройств.

1.11.2. Проектирование измерительной подсистемы

Опишем объем измерений в цепях ТЭЦ в виде таблицы 11.1 [14, табл. 4.11, с. 362].

Таблица 1.11.1. Контрольно-измерительные приборы на ТЭЦ

№ п/п.	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Турбогенератор	Генератор	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии, датчики активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр	Перечисленные приборы устанавливаются на основных щитах управления (ГЩУ). На групповом щите турбины устанавливаются ваттметр, частотомер в цепи статора и вольтметр в цепи возбуждения.
			Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждителей. Регистрирующий амперметр	
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Автотрансформатор	НН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	—

Продолжение таблицы 1.11.1.

3	Сборных шин генераторного напряжения	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения; Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений частотомер, приборы синхронизации: два частотомера, два вольтметра и синхроскоп	Приборы синхронизации устанавливаются при возможности синхронизации
---	--------------------------------------	----------------------------------	--	---

1) Приведем буквенное обозначение приборов:

Таблица 1.11.2. Буквенное обозначение приборов

Обозначение	Описание
PA	Показывающий (стрелочный) амперметр
PV	Показывающий (стрелочный) вольтметр
PW	Показывающий (стрелочный) ваттметр
PVA	Показывающий (стрелочный) варметр
PI	Счетчик активной энергии
PK	Счетчик реактивной энергии
UP	Датчик активной энергии
UQ	Датчик реактивной энергии
ФИП	Фиксирующий прибор
PF	Показывающий (стрелочный) частотометр
PO	Осциллограф
PS	Синхроскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр
PSF	Регистрирующий частотометр

2) Приведем требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов [6, глава 1.5, пункт 1.5.15; глава 1.6, пункт 1.6.2].

Таблица 1.11.3. Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	реактивной	
Генераторы мощностью более 50 МВт	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5		

3) Выберем измерительные приборы

I. Выбор измерительных трансформаторов тока:

Условия выбора и проверки ТА:

Трансформаторы тока выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$$

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

- По конструкции и классу точности;
- По электродинамической стойкости

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}; i_y \leq i_{дин},$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчету; $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

- По термической стойкости

$$B_k \leq (k_m I_{1ном})^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету; k_m – кратность термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу; $I_{тер}$ – ток термической стойкости;

- По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТА [4].

Таблица 1.11.4 Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 1.11.5 Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{уст/ном}$ кВ	$I_{max/ном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Число втор обмоток
						электрическая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы генератора 110 МВт	ТШ-20-10000/5У3	расч.	10,5	7,96	1	126	8856,9	1,2	5	- 0,2/10P
		кат.	20	10	0,2	-	76800			
Линия нагрузки 10,5 кВ	ТШВ-15	расч	10,5	5,43	1	-	-	1,2	5	- 0,2/10P
		кат.	15	6	0,2	-	-			
Трансформатор связи сторона НН	ТВТ10-I-12000/5	расч.	10,5	9,623	1	-	-	1,2	5	- 0,5/10P
		кат.	10	12	0,5	-	-			

ТШ20-10000/5УЗ

Условное обозначение:

Т – трансформатор тока;

Ш – шинный;

20 – номинальное напряжение, кВ;

10000 – номинальный ток, А;

5 – номинальный вторичный ток, А;

У – усиленный;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ТВТ10-І-12000/5

Т – трансформатор тока;

В – встроенный;

Т – для силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

10 – номинальное напряжение, кВ.

І – номер конструктивного варианта исполнения

12000 – номинальный первичный ток, А

5 – номинальный вторичный ток, А

4) Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$
- по классу точности;
- по конструкции и схеме соединения обмоток.

Таблица 1.11.6. Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики	0,5;1	Не более 0,5
электроэнергии	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	Допускается 1,0
	2,5	Допускается 3,0

Таблица 1.11.7. Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Тип	Схема соединения обмоток		Параметры	
				$U_{уст(ном)}$, кВ	Класс точности
ГРУ 10,5 кВ	ЗНОМ.- 15- 63УЗ	1/1/1- 0-0	расч.	10,5	0,5
			катал.	$15/\sqrt{3}$	0,5
G1	ЗНОМ.- 15- 63УЗ	1/1/1- 0-0	расч.	10,5	0,5
			катал.	$15/\sqrt{3}$	0,5

ЗНОМ-15-63УЗ

Условное обозначение:

З – заземляемый;

Н – трансформатор напряжения;

О – однофазный;

М – с естественным масляным охлаждением;

15 – класс напряжения, кВ;

Изобразим схему подключения первичной обмотки трансформатора напряжения для сборных шин.

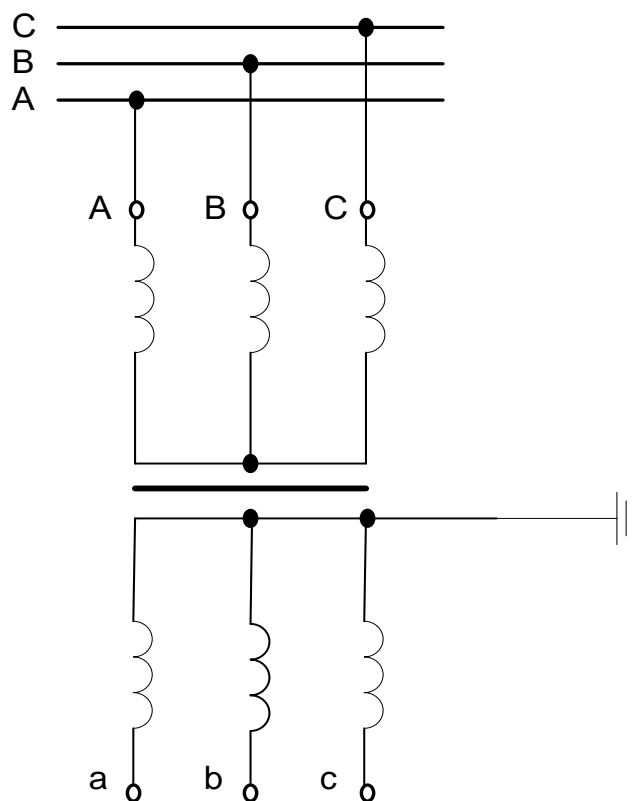


Рис. 1.11.1. Схема подключения первичной обмотки трансформатора напряжения

1.12. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Опишем в табличном виде возможные схемы электрических соединений для РУ, входящего в расчетное присоединение

Таблица 1.12.1

Напряжение РУ, кВ	Полное название схемы	Требования по числу присоединений
10,5	1) Одна несекционированная система сборных шин для распределительного устройства генераторного напряжения	Требования отсутствуют
	2) Одна секционированная система сборных шин для распределительного устройства генераторного напряжения	Требования отсутствуют
	3) Одна секционированная система сборных шин, соединенных в кольцо, для распределительного устройства генераторного напряжения	6-8 присоединений к секции
	4) Две рабочие системы сборных шин, одна из которых секционированная для распределительного устройства генераторного напряжения	Требования отсутствуют

Выбираем две рабочие системы сборных шин, одна из которых секционированная (номер 4).

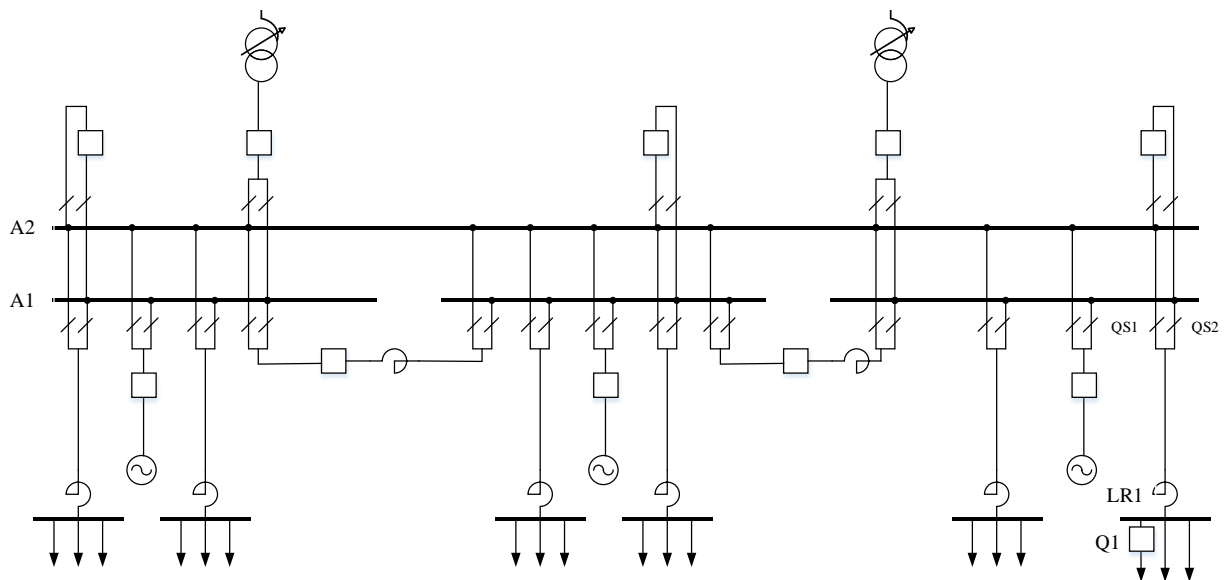


Рис. 1.12.1 – Упрощенная схема электрических соединений ГРУ с обозначениями коммутационных аппаратов

Достоинства схемы: Гибкость, высокая надежность, наличие резервной системы сборных шин.

Недостатки схемы: Большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложная по сравнению с остальными схемами конструкция распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат на сооружение ГРУ. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

Порядок оперативных переключений при вводе линии в работу.

1) До оперативных переключений:

- выключатель Q1 отключен;
- разъединители QS1, QS2 отключены;

2) Последовательность операций по переключениям присоединений:

- включают разъединитель QS2;
- включают выключатель Q1;

3) После оперативных переключений:

- выключатель Q1 включен;
- разъединитель QS2 включен

1.13. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

1) Описание механизмов с.н. для турбогенератора и силового трансформатора.

Работу основных агрегатов электростанции обеспечивает большое количество механизмов. Для турбогенераторов это масляные насосы, смазки уплотнений вала; для силовых трансформаторов – масляные насосы, вентиляторы (в зависимости от системы охлаждения трансформатора), механизмы обогрева баков (в зимнее время).

2) Напряжение первой ступени (высшего) системы электроснабжения с.н.

Основными напряжениями, применяемыми в настоящее время в системе с.н., являются 6 кВ (для электродвигателей мощностью более 200 кВт) и 0,38/0,23 кВ для остальных электродвигателей и освещения. Применение напряжения 3 кВ не оправдало себя, так как стоимость электродвигателей 3 и 6 кВ мало отличается, а расход цветных металлов и потери электроэнергии в сетях 3 кВ значительно больше, чем в сетях 6 кВ.

Напряжение первой ступени системы электроснабжения с.н. принимаем равным 6 кВ.

На ГРУ подключено 3 генератора, поэтому устанавливаем 3 трансформатора с.н.

3) Выбор рабочего питающего элемента для напряжения первой ступени.

Питающим элементов являются трансформаторы с.н., подключенные к ГРУ

Для генератора ТВФ-110-2ЕУЗ

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.маx1} \cdot k_c = 11 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $P_{с.н.маx1} = P_{G1} \cdot \frac{k_{с.н.}}{100} = 110 \cdot \frac{10}{100} = 11 \text{ МВт}.$

Для генераторов ТВФ-120-2УЗ

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.маx2} \cdot k_c = 10 \cdot 0,8 = 8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $P_{с.н.маx2} = P_{G2} \cdot \frac{k_{с.н.}}{100} = 100 \cdot \frac{10}{100} = 10 \text{ МВт}.$

Выбираем для каждой секции трансформатор типа ТДНС-16000/20

Условное обозначение:

Т- трехфазный;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Н – наличие РПН;

С – для систем собственных нужд электростанций;

16000 – номинальная мощность, кВА;

20- номинальное напряжение, кВ.

Таблица 1.13.1

Тип генератора	$P_{ном},$ МВА	$S_{треб.с.н.},$ МВА	Тип оборудования	Место установки
ТВФ-120-2УЗ	100	8	ТДНС-16000/20	ГРУ 10,5 кВ
ТВФ-110-2ЕУЗ	110	8,8		

4) Выбор резервных питающих элементов для напряжения первой ступени.

Резервное питание РУ с.н. обеспечивается резервным трансформатором собственных нужд (РТСН), который подключен к шинам ГРУ.

В таблицу 1.13.2 сведем данные по виду тепловой схемы.

Таблица 1.13.2

Вид турбины	Номинальная мощность, МВт	Наличие промежуточного перегрева
Т	110, 100	нет

$$S_{\text{раб.пэсн}} = S_{\text{рез.пэсн}}, \text{ для каждой секции.}$$

Резервный питающий элемент для напряжения первой ступени системы электроснабжения с.н. сведён в таблицу 1.13.3:

Таблица 1.13.3

Тип оборудования	Количество	Место установки
ТДНС-16000/20	1	ГРУ 10,5 кВ

5) Структурная схема для выдачи электроэнергии внутренним потребителям на высшей ступени напряжения в системе собственных нужд.

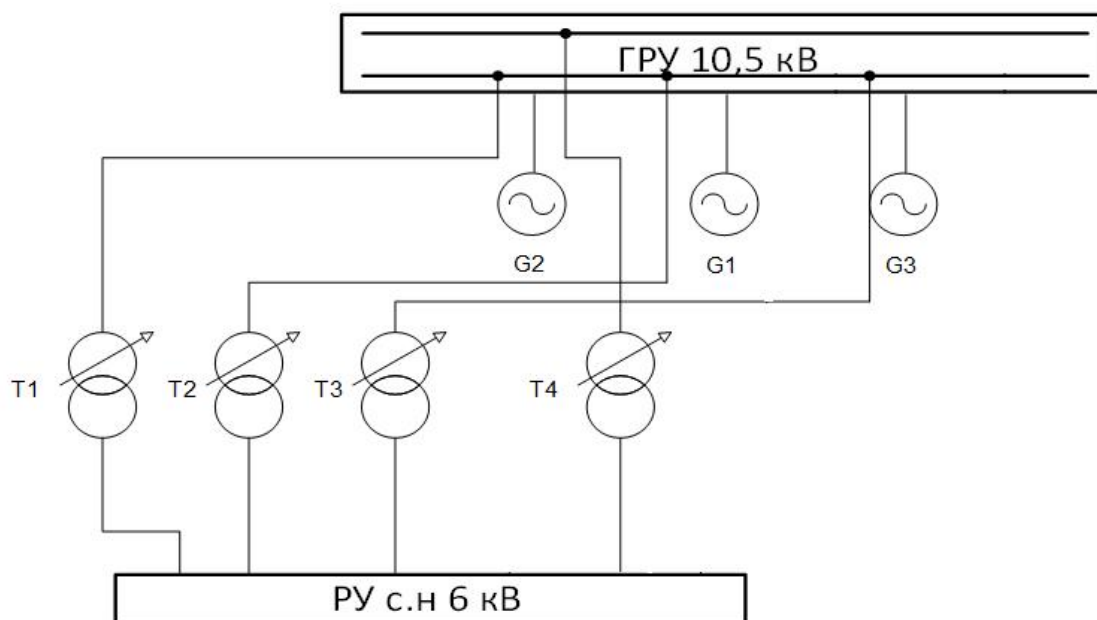


Рис. 1.13.1 - Структурная схема электроснабжения собственных нужд

T1, T2, T3 – рабочие питающие источники с.н.

T4 – резервный питающий источник с.н.

1.14. АНАЛИЗ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ

На рисунке 1.14.1 приведена схема дистанционного трехфазного управления масляным выключателем.

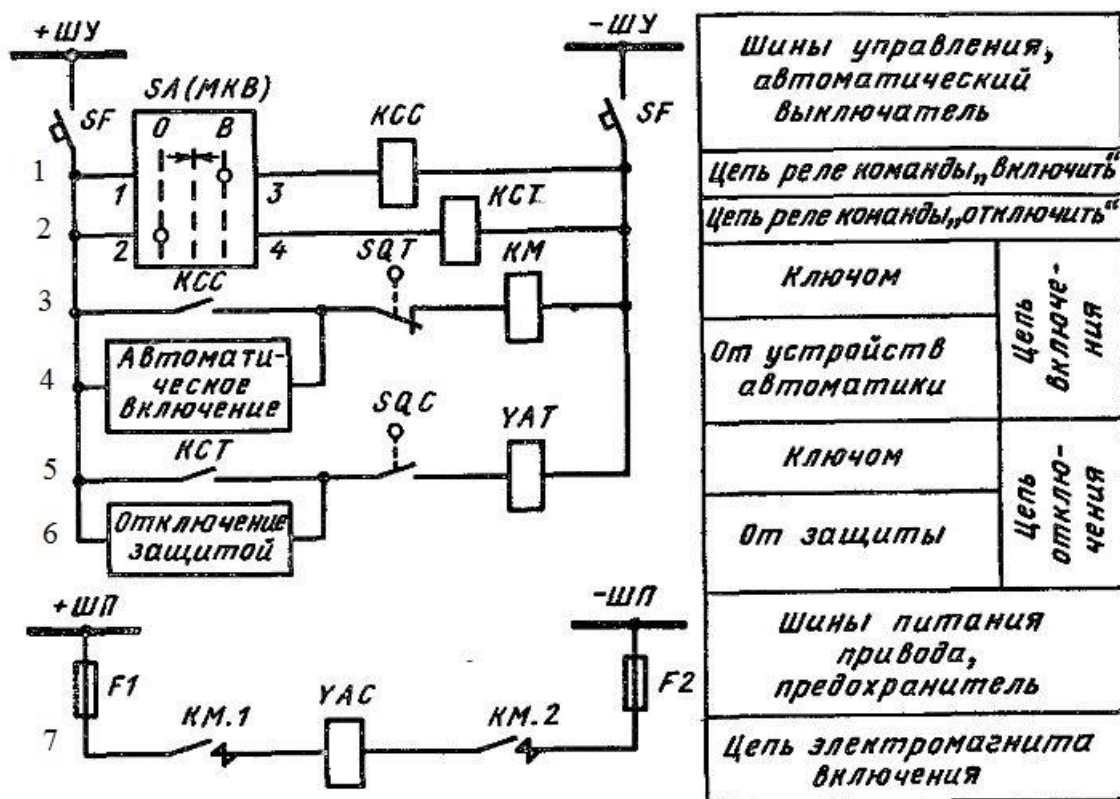


Рис. 1.14.1 – Схема управления выключателем с электромагнитным приводом и ключом МКВ

В таблице 1.14.1 приведено описание всех элементов, обозначенных на схеме.

Таблица 1.14.1. Описание элементов схемы

+ШУ, -ШУ	Шинки вторичных цепей управления
SF	Выключатель автоматической цепи управления
SA	Ключ управления
KCC	Реле команды включить и его контакты
KCT	Реле команды отключить и его контакты
SQT	Вспомогательные контакты выключателя

КМ	Промежуточное реле
SQC	Вспомогательные контакты выключателя
УАТ	Электромагнит отключения
УАС	Электромагнит включения
КМ.1 КМ.2	Контакты промежуточного реле
+ШП, -ШП	Шинки питания привода

В таблице 1.14.2 приведено описание состояния схемы для отключенного положения выключателя и описано включение выключателя от ключа управления: состояние аппарата; замкнутые контакты в цепях; номер цепи: сработавшее устройство.

Таблица 1.14.2. Описание состояния схемы

Состояние аппарата	Управляющее воздействие	Замкнутые контакты в цепях							Номер цепи: сработавшее устройство
		1	2	3	4	5	6	7	
Отключен				SQT					
	SA _B	SA _B		SQT					1:KCC
	После срабатывания KCC								
				KCC					3:KM
	После срабатывания KM								
								КМ.1 КМ.2	7:УАС
После срабатывания УАС произойдет включение выключателя									
Включен						SQC			

1.15. РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

1.15.1. Исходные данные

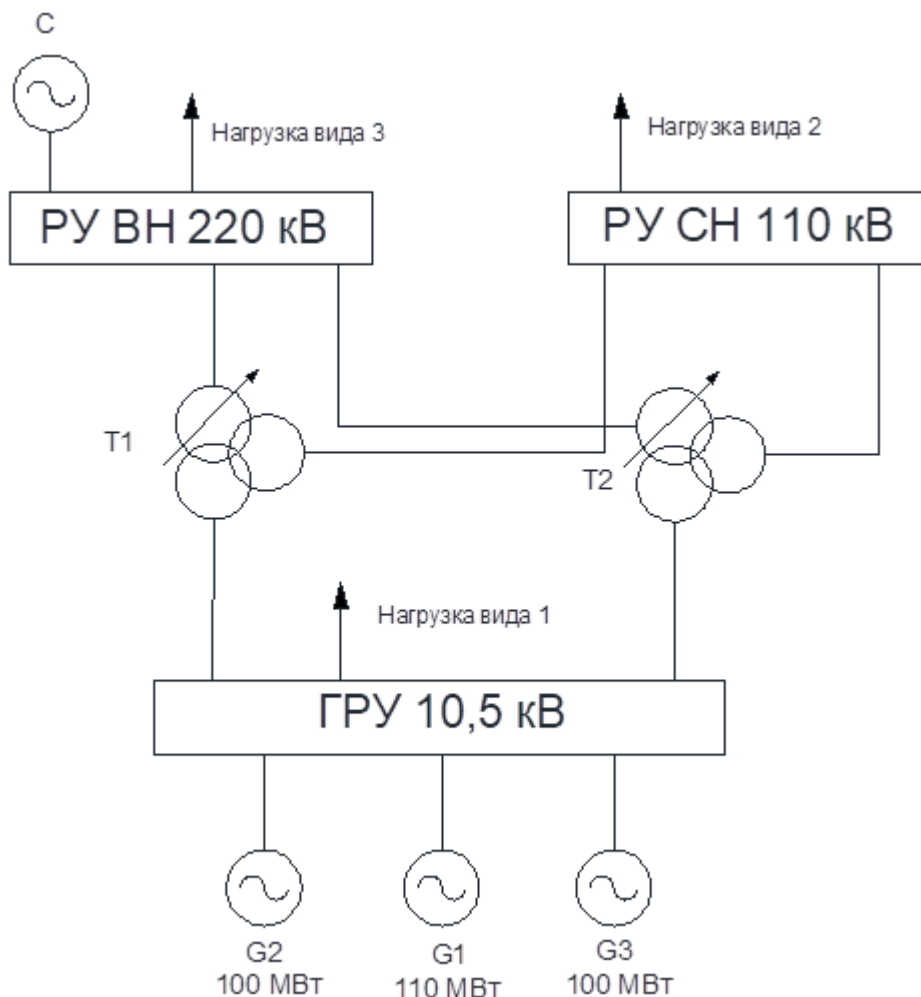


Рис. 1.15.1. Структурная схема электростанции

Представим схему РУ с.н. вместе с трансформаторами собственных нужд.

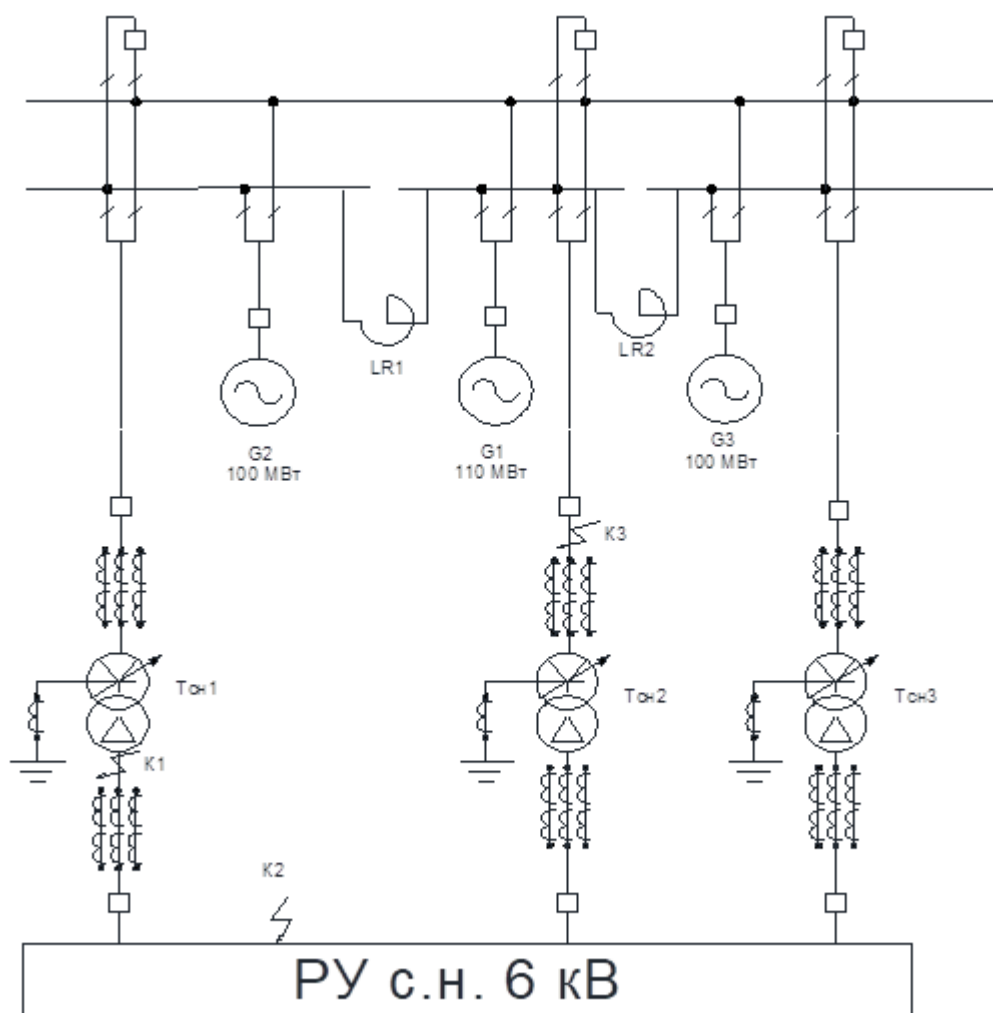


Рис. 1.15.2. Структурная схема РУ с.н.

Тип трансформатора: ТДНС-16000/20.

Номинальная мощность $S = 16$ МВА.

Номинальное напряжение стороны ВН: $U_{ном1} = 10,5$ кВ.

Номинальное напряжение стороны НН: $U_{ном2} = 6,3$ кВ.

Схема соединения: Y_H/Δ

Система регулирования: РПН $\pm 1,5\%$ X ± 8

Количество положений: 16;

Шаг регулирования: 1,5 %.

Напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее минимально возможному положению РПН: $U_{k(-PO)} = 9,24$ %.

Напряжение короткого замыкания трансформатора, соответствующее максимально возможному положению РПН: $U_{k(+PO)} = 11,76\%$.

Потери короткого замыкания: $\Delta P_{K3} = 85$ кВт.

Типы трансформаторов тока:

сторона ВН: $K_{ТТ1} = 1000 / 5$;

сторона НН: $K_{ТТ2} = 1500 / 5$.

Напряжение питающей системы:

в максимальном режиме работы: $U_{C \max} = 11,76$ кВ;

в минимальном режиме работы: $U_{C \min} = 9,24$ кВ.

Сопротивление питающей системы:

в максимальном режиме работы: $X_{C \max} = 0,064$ Ом;

в минимальном режиме работы: $X_{C \min} = 0,096$ Ом.

1.15.2. Выбор номинальных токов измерительных каналов

Сопротивление трансформатора при минимально возможном положении РПН:

$$X_{T\min} = \frac{U_{k2}}{100} \cdot \frac{U_{c\min}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{9.24}{100} \cdot \frac{9.24^2}{16} = 0.493 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора при максимально возможном положении РПН и максимально допустимом рабочем напряжении, которое возможно в минимальном режиме работы питающей системы:

$$X_{T\max} = \frac{U_{k1}}{100} \cdot \frac{U_{c\max}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11.76}{100} \cdot \frac{11.76^2}{16} = 1.016 \text{ Ом}$$

Схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунке 8, в скобках указаны напряжение и сопротивление питающей системы для минимального режима работы и максимально возможное сопротивление трансформатора.

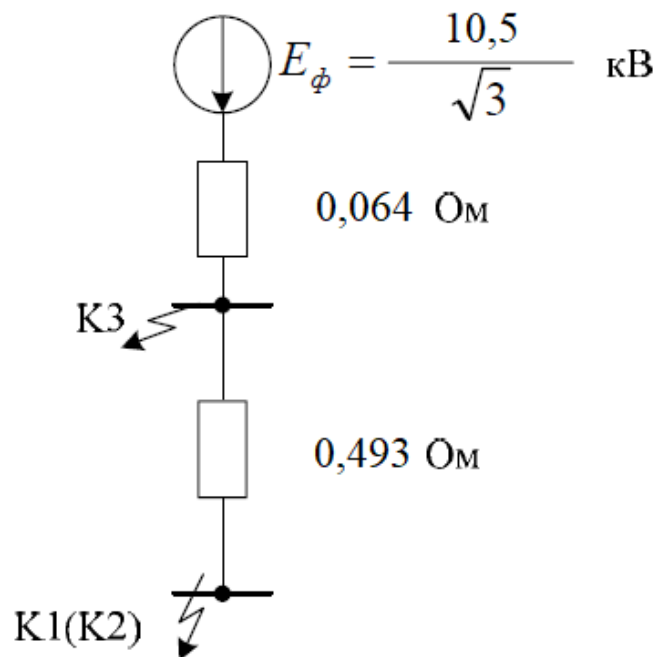


Рис. 1.15.3. Схема замещения для расчета токов КЗ

Расчетным условием для выбора максимально допустимого значения тока измерительного канала для стороны ВН является трехфазное металлическое КЗ на выводах трансформатора стороны ВН в точке $K3$ в максимальном режиме работы питающей системы (см. рисунок 1.15.3):

$$I_{3кз} = \frac{E_{\phi} \cdot 10^3}{X_{сmax} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10.5 \cdot 10^3}{0.064 \cdot \sqrt{3}} = 94721.529 \text{ А}$$

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны ВН:

$$k_{отс} = 1 \quad k_{пер} = 2$$

$$I_{max_ПТН_1} = \sqrt{2} \cdot k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot \frac{I_{3кз}}{K_{ТТ1}} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot \frac{9.472 \times 10^4}{\frac{1 \times 10^3}{5}} = 1.34 \times 10^3 \text{ А}$$

Расчетным условием для выбора максимально допустимого значения тока измерительного канала для стороны НН является трехфазное металлическое КЗ на выводах трансформатора стороны НН в точке $K1$ в максимальном режиме работы питающей системы, приведенное к стороне НН (см. рис. 1.15.3):

$$I_{K3_к1} = \frac{E_{\phi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot X_{Тmin} + X_{сmax}} \cdot \frac{U_{ном1}}{U_{ном2}} = \frac{10.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.493 + 0.064} \cdot \frac{10.5}{6.3} = 1.906 \times 10^4 \text{ А}$$

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны НН:

$$k_{отс} = 1.3$$

$$I_{max_ПТН_2} = \sqrt{2} \cdot k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot \frac{I_{K3_к1}}{K_{ТТ2}} = \sqrt{2} \cdot 1.3 \cdot 2 \cdot \frac{1.906 \times 10^4}{\frac{1.5 \times 10^3}{5}} = 233.649 \text{ А}$$

1.15.3. Расчет дифференциальной токовой отсечки

Ток трехфазного КЗ в точке $K1$ в максимальном режиме работы системы (приведен к стороне ВН, схема замещения для расчета токов КЗ приведена на рис. 1.15.3):

$$I_{K3\max} = \frac{E_{\phi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot X_{T\min} + X_{c\max}} = \frac{10.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.493 + 0.064} = 1.144 \times 10^4 \text{ A}$$

1.15.3.1. Расчет номинальных токов трансформатора

Номинальный ток трансформатора при отсутствии данных может быть рассчитан по следующему выражению:

$$I_{\text{НОМ_ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ1}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 879.772 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ_НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ2}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 1.466 \times 10^3 \text{ A}$$

1.15.3.2. Выбор тока срабатывания ДТО

Ток срабатывания ДТО выбирается из двух условий отстройки: от небаланса при максимальном сквозном токе через трансформатор и от броска тока намагничивания силового трансформатора.

Ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального тока внешнего КЗ:

$$U_{\text{рег}} = 8 \cdot \frac{1.5}{100} \quad K_{\text{отс}} = 1.2 \quad k_{\text{выр}} = 0.05$$

$$\varepsilon = 0.1$$

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) \cdot \frac{I_{K3\max}}{I_{\text{НОМ_ВН}}} = 1.2 \cdot \left(2 \cdot 0.1 + 8 \cdot \frac{1.5}{100} + 0.05 \right) \cdot \frac{1.144 \times 10^4}{879.772} = 5.772$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания ДТО $4I_{\text{ном вн}}$.

Из двух условий выбирается наибольшее значение тока срабатывания. Таким образом, расчетным условием для выбора тока срабатывания ДТО является условие отстройки от тока небаланса максимального сквозного тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДТО}} = 5.772$$

1.15.4. Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением

1.15.4.1. Выбор начального тока срабатывания ДЗТ

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $0,5I_{\text{ном}}$, без учета РПН:

$$\varepsilon = 0.05 \quad k_{\text{выр}} = 0.075$$

$$I_{\text{нб_расч1}} = 0.5(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 0.5 \left(2 \cdot 0.05 + 8 \cdot \frac{1.5}{100} + 0.075 \right) = 0.147$$

Начальный ток срабатывания ДЗТ без учета РПН:

$$I_{\text{ДЗТ_нач}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб_расч1}} = 1.2 \cdot 0.1475 = 0.177$$

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ 0,2, то принимаем

$$I_{\text{ДЗТ_нач}} = 0,2$$

1.15.4.2. Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ

$$\varepsilon = 0.1$$

$$I_{\text{нб_расч2}} = 1.5(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 1.5 \left(2 \cdot 0.1 + 8 \cdot \frac{1.5}{100} + 0.075 \right) = 0.593$$

Коэффициент торможения без учета РПН:

$$K_{\text{торм2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб_расч2}} - I_{\text{ДЗТ_нач}} = 1.2 \cdot 0.5925 - 0.2 = 0.511$$

1.15.4.3. Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики осуществляется по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ на третьем участке отстраивается от тока небаланса при максимальном сквозном токе внешнего КЗ, аналогично ДТО,

$$I_{\text{ДЗТ}_3} = I_{\text{ДТО}} = 5.772$$

Тормозной ток при максимальном внешнем КЗ (при условии, что отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора тока не превышает номинальной предельной кратности)

$$k_{\text{ап}} = 2.5$$

$$I_{\text{к}_\text{торм}} = (1 - k_{\text{ап}} \cdot \epsilon) \cdot \frac{I_{\text{КЗmax}}}{I_{\text{НОМ}_\text{ВН}}} = (1 - 2.5 \cdot 0.1) \cdot \frac{1.144 \times 10^4}{879.772} = 9.751$$

Ток срабатывания ДЗТ при тормозном токе $1,5I_{\text{НОМ}}$

$$I_{\text{торм2}} = 1.5 \quad I_{\text{торм1}} = 0.5$$

$$I_{\text{ДЗТ}_2} = K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}) + I_{\text{ДЗТ}_\text{нач}} = 0.511 \cdot (1.5 - 0.5) + 0.2 = 0.711$$

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики

$$K_{\text{торм3}} = \frac{I_{\text{ДЗТ}_3} - I_{\text{ДЗТ}_2}}{I_{\text{к}_\text{торм}} - I_{\text{торм2}}} = \frac{5.772 - 0.711}{9.751 - 1.5} = 0.613$$

1.15.5. Проверка чувствительности

1.15.5.1. Проверка чувствительности ДТО

Согласно руководящим указаниям по защите трансформаторов чувствительность ДТО не определяется, так как она является вспомогательным элементом, назначение которого – предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания ДЗТ при больших кратностях тока.

В рассматриваемом случае расчетным по чувствительности является двухфазное КЗ на стороне 6 кВ в точке К2 (см. рис. 1.15.2). В минимальном режиме работы питающей системы и при максимальном сопротивлении защищаемого трансформатора относительно номинального тока стороны ВН

1.15.5.2. Проверка чувствительности ДЗТ

Коэффициент чувствительности ДЗТ равен

$$I_{K2min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_{\phi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (X_{Tmax} + X_{cmin}) \cdot I_{ном_вн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10.5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (1.016 + 0.096) \cdot 879.772} = 5.364$$
$$K_{ч_ДЗТ} = \frac{I_{K2min}}{I_{ДЗТ_нач}} = \frac{5.364}{0.2} = 26.82 \quad K_{ч_ДЗТ} > 2$$

Таким образом, выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требуемому ПУЭ коэффициенту чувствительности.

1.15.5.3. Оценка чувствительности ДЗТ при КЗ в защищаемой зоне через переходное сопротивление

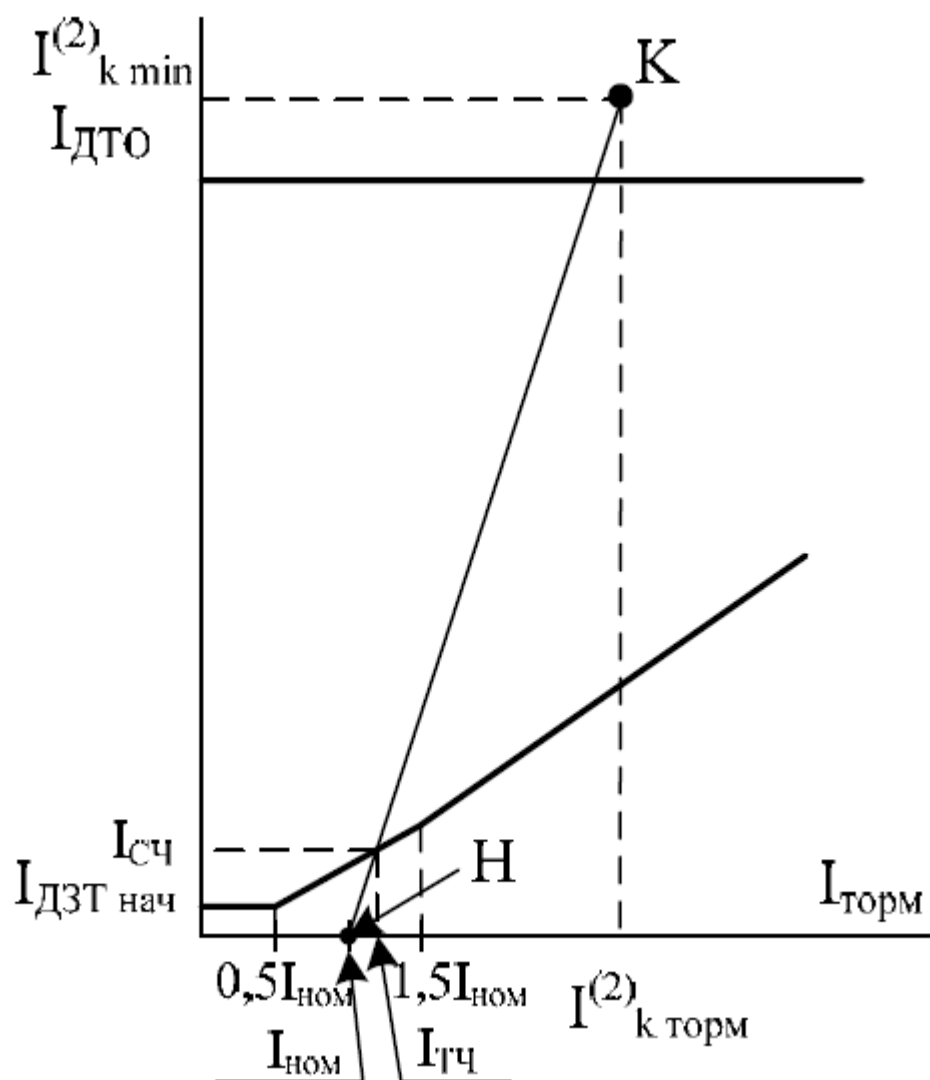


Рис. 1.15.4. График зависимости тока КЗ от тока торможения
Коэффициент наклона прямой КН (см. рис. 1.15.4.):

$$K_{КЗ} = \frac{I_{К2min}}{\frac{I_{К2min}}{2} - 1} = \frac{5.364}{\frac{5.364}{2} - 1} = 3.189$$

Ток торможения:

$$I_{ГЧ} = \frac{K_{КЗ} - 0.5 \cdot K_{торм2} + I_{ДЗТ_нач}}{K_{КЗ} - K_{торм2}} = \frac{3.189 - 0.5 \cdot 0.511 + 0.2}{3.189 - 0.511} = 1.17$$

Ток, соответствующий границе срабатывания ДЗТ, при рассматриваемом двухфазном КЗ через переходное сопротивление и учете токов нагрузки:

$$I_{СЧ} = I_{ДЗТ_нач} + K_{Торм2} \cdot (I_{ТЧ} - I_{ТН}) = 0.2 + 0.511 \cdot (1.17 - 0.5) = 0.542$$

С учетом переходного сопротивления для группы грубых уставок коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{Ч} = \frac{I_{К2min}}{I_{СЧ}} = \frac{5.364}{0.542} = 9.889 \quad K_{Ч} > 2$$

Полученный коэффициент чувствительности ДЗТ для рассматриваемого КЗ с учетом переходного сопротивления в месте повреждения также удовлетворяет требованиям ПУЭ.

1.15.6. Расчет блокировки ДЗТ

Величина ИПБ выбирается по условию срабатывания ИПБ при включении силового трансформатора на холостой ход и возникновении апериодического БТН.

$$K_{Г} = 0.3 \quad K_{ОТС} = 1.3$$

$$K_{ИПБ} = \frac{0.15 \cdot (1 + K_{Г})}{K_{ОТС}} = \frac{0.15 \cdot (1 + 0.3)}{1.3} = 0.15$$

Активное сопротивление обмотки трансформатора:

$$R_{Т} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{85 \cdot 10.5^2}{16^2} \cdot 10^{-3} = 0.018$$

Реактивное сопротивление обмотки трансформатора, с которой происходит включение:

$$x_{Т} = 0.182$$

$$X_{В} = x_{Т} \cdot \frac{U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ}} = 0.182 \cdot \frac{10.5^2}{16} = 1.254$$

Постоянная затухания броска тока намагничивания при включении

трансформатора:

$$X_{\text{сmax}} = 0.064 \quad \omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314.159$$

$$R_c = 0.1 \cdot X_{\text{сmax}}$$

$$\tau = \frac{(X_{\text{сmax}} + X_B)}{\omega \cdot (R_c + R_T)} = \frac{0.064 + 1.254}{314.159 \cdot (0.1 \cdot 0.064 + 0.018)} = 0.17$$

Длительность перекрестной блокировки:

$$K_B = 8$$

$$T_{\text{ПБ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot \tau \cdot \ln\left(\frac{K_B}{I_{\text{ДЗТ_нач}}}\right) = 1.3 \cdot 0.17 \cdot \ln\left(\frac{8}{0.2}\right) = 0.814$$

После расчетов сведем полученные результаты в таблицу.

Наименование уставки	Значение
Номинальный ток ПТН на стороне ВН, А	5
Номинальный ток ПТН на стороне НН, А	1
ДТО	
Ток срабатывания ДТО	5,36
ДЗТ	
Начальное значение дифференциального тока срабатывания	0,2
Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики	0,51
Коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики	0,61
Длительность перекрестной блокировки, с	0,81

1.15.7 Максимальная токовая защита трансформаторов

1.15.7.1 Расчет МТЗ от внешних коротких замыканий

Служит для отключения трансформатора от источника питания в случае КЗ на выводах или внутри трансформатора, а также на сборных шинах или линиях со стороны потребителя.

В качестве основной максимальная токовая защита применяется лишь на трансформаторах малой мощности, так как по условиям селективности она имеет недопустимо большую выдержку времени. На трансформаторах, имеющих отдельную защиту от повреждений в самом трансформаторе и на его выводах максимальная токовая защита применяется в качестве дополнительной.

На понижающих трансформаторах применяется простая максимальная токовая защита. На повышающих она имеет недостаточную чувствительность к повреждениям на высшей стороне. Чувствительность максимальной токовой защиты повышают применением блокировки по напряжению или включением токового реле через фильтр токов нулевой последовательности.

Защита трансформаторов и автотрансформаторов от сверхтоков является резервной, предназначенной для отключения их от источника питания как при повреждениях самих трансформаторов (автотрансформаторов) и отказе основных защит, так и при повреждении смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей. При отсутствии специальной защиты шин защита трансформаторов от сверхтоков осуществляет также защиту этих шин.

В качестве защиты от сверхтоков при междуфазных КЗ используется максимальная токовая защита, максимальная токовая защита с пуском по напряжению, максимальная направленная защита, максимальная токовая защита обратной последовательности. Защита устанавливается со стороны источника питания, а при наличии нескольких источников – со стороны главного источника.

Для защиты от сверхтоков при однофазном КЗ используется максимальная токовая защита и максимальная направленная защита нулевой

последовательности. Защита устанавливается со стороны обмоток, соединенных по схеме звезды с заземленной нулевой точкой.

На рис. 1.15.7.1 изображена схема максимальной токовой защиты двухобмоточного понижающего трансформатора.

Защита устанавливается только со стороны источника питания. Действует на отключение одного выключателя в случае одностороннего питания, и двух выключателей при двухстороннем питании. Наиболее широкое распространение получила схема включения пусковых органов в неполную звезду.

Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1. Максимальная токовая защита не должна работать при перегрузках трансформатора.
2. Максимальная токовая защита не должна работать при самозапуске.

С учетом этих условий:

$$I_{\text{раб_max}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{пер}} = 0.88 \cdot 1.3 = 1.144$$

$$k_{\text{отс}} = 1.3 \quad k_{\text{в}} = 0.65 \quad k_{\text{з}} = 1.3$$

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{з}} \cdot \frac{I_{\text{раб_max}}}{k_{\text{в}}} = 1.3 \cdot 1.3 \cdot \frac{1.144}{0.65} = 2.974$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета и работы реле; $k_{\text{з}}$ – коэффициентом запуска; $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки.

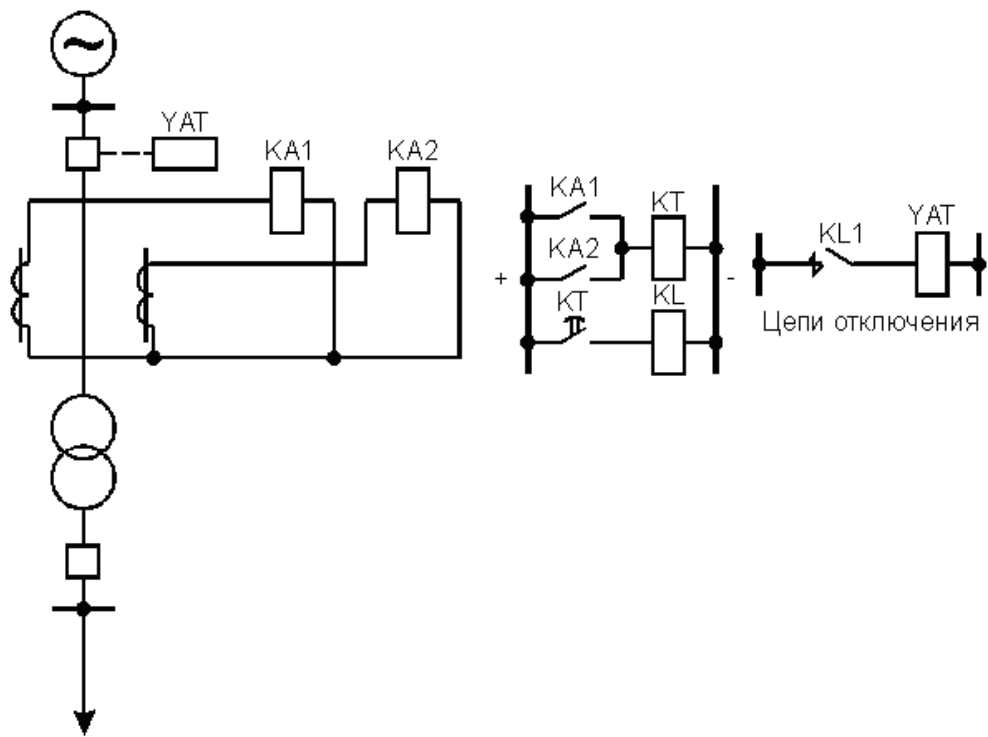


Рис. 1.15.7.1 МТЗ трансформатора собственных нужд

Чувствительность защиты проверяется при КЗ в конце линий, отходящих от шин низшего напряжения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2min}}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{5.364}{2.974} = 1.804$$

$$k_{\text{ч}} > 1.3$$

1.15.7.2 Расчет МТЗ от перегрузок

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания.

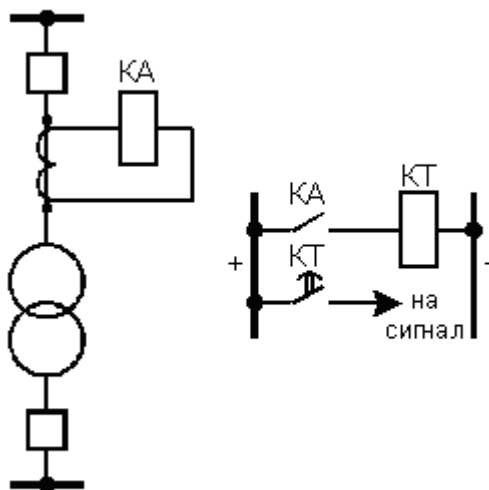


Рис. 1.15.7.2 Схема МТЗ от перегрузок

Так как перегрузка обычно симметрична, то защиту выполняют в однофазном исполнении. Защита действует с выдержкой времени на сигнал. Обычно защита выбирается с тремя выдержками времени. Время действия первой ступени на Δt больше, чем у максимальной токовой защиты от внешних КЗ. Вторая ступень действует на разгрузку трансформатора, третья ступень – на его отключение.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается из условия:

$$k_H = 1.1 \quad k_B = 0.65$$

$$I_{с.з} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{НОМ} = \frac{1.1}{0.65} \cdot 0.88 = 1.489$$

1.15.8. Газовая защита трансформаторов

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора. Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует; так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавков всплывает и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавков, опускаясь, поворачивается на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6,3 тыс. кВА и выше установка газовой защиты обязательна.

1.16. ИССЛЕДОВАНИЕ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

1.16.1. Состав механизмов собственных нужд

Соответствующий состав механизмов собственных нужд

Таблица 1.16.1 – Состав механизмов собственных нужд

Мощ- ность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обо- знач.	K_z	P_Σ	Кол- во	$P_{\text{расч.уд.}}$	n_o	$M_{\text{с.нач.}}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100- 125	ПН	0,8	6400	2	3200	3000	0,13	6	3
	ЦН	0,7	1000	2	500	500	0,13	150	2
	КН	0,6	500	2	250	1500	0,15	3	3
	ВГД	0,8	190	2	95	1000	0,12	112	2
	ДВ	0,7	340	2	170	500	0,1	575	2
	МВ	0,8	750	3	250	1500	0,19	220	2
	ДС	0,9	1000	2	500	750	0,15	1925	2
	РВ	0,7	1100	1	1100	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	1000	2	500	750	0,15	15	2
	М	0,67	1600	2	800	750	0,8	1000	0
Д	0,75	460	2	230	500	0,9	4625	0	

Таблица 1.16.2 – Обозначения в таблице 1.16.1

ПН	- питательный насос
ЦН	- циркуляционный насос
КН	- конденсационный насос
ВГД	- вентилятор горячего дутья
ДС	- дымосос
МВ	- мельничный вентилятор
ДВ	- дутьевой вентилятор
РВ	- резервный возбудитель
БН	- бустерный (багерный) насос
М	- мельница молотковая или барабанная
Д	- дробилка
K_3	- коэффициент загрузки
P_{Σ}	- суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд
$P_{\text{расч.Уд.}}$	- расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н.
n_0	- скорость вращения
$M_{\text{с.нач.}}$	- начальный момент сопротивления
J	- момент инерции
p	- показатель степени, характеризующий тип механической характеристики

1.16.2. Типы и параметры электродвигателей собственных нужд

N п/п агре- гата	Тип двигателя	P _{ном}	n _{ном}	η	cosφ _{ном}	Пусковые характеристики			J
						M _п	M _{max} /	I _п /	
		кВт	об/мин	%		о.е.	о.е.	о.е.	кг*м ²
1	ПН 2АЗМ-3200/6000- УХЛ4	3200	2985	96,8	0,91	1,3	2,6	6,3	100
2	ЦН ДАЗО4-560У-12У1	500	494	94,4	0,75	1,3	2,2	5,5	2620
3	КН ВАО2 450М-4У2	250	1500	94,2	0,88	1,2	2,5	5,5	8,6
4	ВГ Д ВАО 450L6	200	990	93,5	0,84	1,1	2,4	5,5	11,75
5	ДВ ДАЗО4-450Х-12У1	200	491	91,7	0,75	1,3	2,3	5,5	1941
6	МВ ДАЗО4-400У-4У1	500	1484	94,7	0,87	1,5	2,8	7	294
7	ДС ДАЗО4-450У-8У1	500	741	94,2	0,82	1,2	2,3	6	1550
8	РВ ДАЗО4-560УК-6У1	1250	992	95,8	0,86	1,3	2,2	6,5	930
9	БН ДАЗО4-450У-8У1	500	741	94,2	0,82	1,2	2,3	6	1550
10	М ДАЗО4-560УК-8У1	800	744	95	0,8	1,3	2,2	6	1605
11	Д ДАЗО4-450У-12У1	250	491	92,2	0,75	1,3	2,3	5,5	2546

1.16.4.1. Расчет установившегося режима через рабочий трансформатор собственных нужд

Номинально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ± 10 от номинального напряжения электрической сети свыше 1000 В ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки																	
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	P _{н0}	Q _{н0}	Уномр	Nсхн	Уном	P _г	Q _г	Уша	Ушр	Q _{min}	Q _{max}	
Шина 1	1	11	10.50	10.01	3.0	38.51	28.89	10.50		10.50							
шина 2	2	11	10.50	10.01	3.0	38.51	28.89	10.50		10.50							
шина 3	3	11	10.50	10.01	3.0	38.51	28.89	10.50		10.50							
шина 4	4	11	10.50	10.01	3.0	38.51	28.89	10.50		10.50							
G2	5	1010	11.00	11.00	6.5			11.00		11.00	100.0	77.0			-1000	1000	
G1	6	1010	11.00	11.00	7.6			11.00		11.00	110.0	83.9			-1000	1000	
G3	7	1010	11.00	11.00	6.5			11.00		11.00	100.0	77.0			-1000	1000	
шина СН	8	11	6.30	6.11	0.5			6.30		6.30							
шина СН 2	9	11	6.30	6.11	0.6			6.30		6.30							
шина СН 3	10	11	6.30	6.11	0.7	2.79	1.37	6.30		6.30							
шина СН 4	11	11	6.30	6.12	0.7	3.53	1.75	6.30		6.30							
шина СН 5	12	11	6.30	6.12	0.7	2.79	1.37	6.30		6.30							
шина СН 6	13	11	6.30	6.12	0.7	3.53	1.75	6.30		6.30							
шина РСН	14	11	6.30	6.30				6.30		6.30							
шина РСН 2	15	11	6.30	6.30				6.30		6.30							
РУ ВН	16	11	220.00	218.79	1.3			220.00		220.00							
РУ СН	17	11	110.00	109.39	1.3	98.40	78.94	110.00		110.00							
система	18	1100	220.00	220.00				220.00		220.00	-24.2	13.8			-100000	100000	
АТ 1	19	11	230.00	218.79	1.3			230.00		230.00							
АТ 2	20	11	230.00	218.79	1.3			230.00		230.00							
ПН 1	21	11	6.30	6.11	0.5	1.28	0.53	6.30		6.30							
ЦН 1	22	11	6.30	6.11	0.5	0.17	0.12	6.30		6.30							
КН 1	23	11	6.30	6.11	0.5	0.08	0.04	6.30		6.30							
ВГД 1	24	11	6.30	6.11	0.5	0.08	0.04	6.30		6.30							
ДВ 1	25	11	6.30	6.11	0.5	0.07	0.05	6.30		6.30							
МВ 1	26	11	6.30	6.11	0.5	0.27	0.13	6.30		6.30							
ДС 1	27	11	6.30	6.11	0.5	0.23	0.14	6.30		6.30							
РВ 1	28	11	6.30	6.11	0.5	0.88	0.45	6.30		6.30							
БН 1	29	11	6.30	6.11	0.5	0.17	0.10	6.30		6.30							
М 1	30	11	6.30	6.11	0.5	0.30	0.18	6.30		6.30							
Д 1	31	11	6.30	6.11	0.5	0.15	0.05	6.30		6.30							
Рез уз. ТСН	32	11	6.30	6.27	1.3			6.30		6.30							
уз. ТСН 1	33	11	6.30	6.11	0.6			6.30		6.30							
уз. ТСН 2	34	11	6.30	6.11	0.7			6.30		6.30							
уз. ТСН 3	35	11	6.30	6.11	0.7			6.30		6.30							
ПН 2	36	11	6.30	6.11	0.5	1.28	0.53	6.30		6.30							
ЦН 2	37	11	6.30	6.11	0.5	0.17	0.12	6.30		6.30							
КН 2	38	11	6.30	6.11	0.5	0.08	0.04	6.30		6.30							
ВГД 2	39	11	6.30	6.11	0.5	0.08	0.04	6.30		6.30							
ДВ 2	40	11	6.30	6.11	0.5	0.07	0.05	6.30		6.30							
МВ 2	41	11	6.30	6.11	0.5	0.27	0.13	6.30		6.30							
МВ 3	42	11	6.30	6.11	0.5	0.27	0.13	6.30		6.30							
ДС 2	43	11	6.30	6.11	0.5	0.23	0.14	6.30		6.30							
БН 2	44	11	6.30	6.11	0.5	0.17	0.10	6.30		6.30							
М 2	45	11	6.30	6.11	0.5	0.30	0.18	6.30		6.30							
Д 2	46	11	6.30	6.11	0.5	0.15	0.05	6.30		6.30							

Рис. 1.16.2. Расчет. Узлы

Узлы		Ветви		Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие				Небалансы		ВПТ		МППТ п/ст		МППТ участки				
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nn	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Pri	Qri	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj	dPn	dQn	dРобщ	dQобщ	Ркор/Ртрхх	Qr/Qtрхх	Kт	dKт				
Шина 1	шина 2	1	2		10.0	29.9	11.2	1.84			10.0	-29.9	-11.2	1.84				0.00		0.00								
Шина 1	шина 3	1	3		10.0	26.7	2.2	1.54			10.0	-26.7	-2.2	1.54				0.00		0.00								
Шина 1	шина 4	1	4		10.0	29.4	11.0	1.81			10.0	-29.4	-11.0	1.81				0.00		0.00								
G2	шина 2	5	2		11.0	47.9	45.9	3.48			10.0	-46.1	-39.0	3.48			1.82	6.91	1.82	6.91								
G1	шина 3	6	3		11.0	49.3	56.6	3.94			10.0	-48.8	-47.8	3.94			0.47	8.86	0.47	8.86								
G3	шина 4	7	4		11.0	47.9	45.9	3.48			10.0	-46.1	-39.0	3.48			1.82	6.91	1.82	6.91								
шина 2	шина 3	2	3		10.0	-0.0	-0.0	0.00			10.0	0.0	0.0	0.00				0.00		0.00								
шина 3	шина 4	3	4		10.0	0.0	0.0	0.00			10.0	-0.0	-0.0	0.00				0.00		0.00								
шина СН	шина РСН 2	8	15																									
шина СН 3	шина РСН 2	10	15																									
шина СН 5	шина РСН 2	12	15																									
шина СН 2	шина РСН	9	14																									
шина СН 4	шина РСН	11	14																									
шина СН 6	шина РСН	13	14																									
G2	Шина 1	5	1		11.0	52.1	31.1	3.18			10.0	-49.1	-25.3	3.18			3.04	5.78	3.04	5.78								
G1	Шина 1	6	1		11.0	60.7	27.3	3.49			10.0	-57.0	-20.3	3.49			3.66	6.95	3.66	6.95								
G3	Шина 1	7	1		11.0	52.1	31.1	3.18			10.0	-49.1	-25.3	3.18			3.04	5.78	3.04	5.78								
шина 2	уз. ТСН 1	2	33		10.0	6.7	3.7	0.44			5.9	-6.7	-3.3	0.74				0.36		0.36						1.670		
уз. ТСН 1	шина СН	33	8		5.9	3.7	1.8	0.40			5.9	-3.7	-1.8	0.40				0.00		0.00								
уз. ТСН 1	шина СН 2	33	9		5.9	3.1	1.5	0.34			5.9	-3.1	-1.5	0.34				0.00		0.00								
шина 3	уз. ТСН 2	3	34		10.0	6.3	3.4	0.42			5.9	-6.3	-3.1	0.69				0.32		0.32						1.670		
уз. ТСН 2	шина СН 3	34	10		5.9	2.8	1.4	0.31			5.9	-2.8	-1.4	0.31				0.00		0.00								
уз. ТСН 2	шина СН 4	34	11		5.9	3.5	1.8	0.39			5.9	-3.5	-1.7	0.39				0.00		0.00								
шина 4	уз. ТСН 3	4	35		10.0	6.3	3.4	0.42			5.9	-6.3	-3.1	0.69				0.32		0.32						1.670		
уз. ТСН 3	шина СН 5	35	12		5.9	2.8	1.4	0.31			5.9	-2.8	-1.4	0.31				0.00		0.00								
уз. ТСН 3	шина СН 6	35	13		5.9	3.5	1.8	0.39			5.9	-3.5	-1.7	0.39				0.00		0.00								
AT 1	Рез уз. ТСН	19	32		218.8	-0.0	-0.0	0.00			6.3	0.0	0.0	0.00				0.00		0.00						34.900		
AT 2	Рез уз. ТСН	20	32		218.8	-0.0	-0.0	0.00			6.3	0.0	0.0	0.00				0.00		0.00						34.900		
Рез уз. ТСН	шина РСН	32	14																									
Рез уз. ТСН	шина РСН 2	32	15																									
РУ ВН	система	16	18	1	218.8	12.2	-6.6	0.04			220.0	-12.1	6.9	0.04			0.09	0.31	0.09	0.31								
РУ ВН	система	16	18	2	218.8	12.2	-6.6	0.04			220.0	-12.1	6.9	0.04			0.09	0.31	0.09	0.31								
AT 1	РУ ВН	19	16		218.8	12.2	-6.6	0.04			218.8	-12.2	6.6	0.04				0.00		0.00								
AT 2	РУ ВН	20	16		218.8	12.2	-6.6	0.04			218.8	-12.2	6.6	0.04				0.00		0.00								
AT 1	РУ СН	19	17		218.8	49.2	39.5	0.17			109.4	-49.2	-39.5	0.33				0.00		0.00						2.000		
AT 2	РУ СН	20	17		218.8	49.2	39.5	0.17			109.4	-49.2	-39.5	0.33				0.00		0.00						2.000		
Шина 1	AT 1	1	19		10.0	15.4	8.8	1.02			218.8	-15.4	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
Шина 1	AT 2	1	20		10.0	15.4	8.8	1.02			218.8	-15.4	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 2	AT 1	2	19		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 2	AT 2	2	20		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 3	AT 1	3	19		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 3	AT 2	3	20		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 4	AT 1	4	19		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
шина 4	AT 2	4	20		10.0	15.3	8.8	1.02			218.8	-15.3	-8.2	0.05				0.59		0.59						0.045		
ПН 1	шина СН	21	8		5.9	-1.3	-0.5	0.14			5.9	1.3	0.5	0.14				0.00		0.00								
ЦН 1	шина СН	22	8		5.9	-0.2	-0.1	0.02			5.9	0.2	0.1	0.02				0.00		0.00								
КН 1	шина СН	23	8		5.9	-0.1	-0.0	0.01			5.9	0.1	0.0	0.01				0.00		0.00								
ВГД 1	шина СН	24	8		5.9	-0.1	-0.0	0.01			5.9	0.1	0.0	0.01				0.00		0.00								

Рис. 1.16.3. Расчет. Ветви

Напряжение на шинах находится в пределах допустимого отклонения.

1.16.4.2. Расчет установившегося режима через резервный трансформатор собственных нужд

Узлы													
Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pd	Qс	Unорм	Nсхн	Uном	Pг	Qг
Шина 1	1	11	10.03	3.3	38.51	28.89			10.50		10.50		
шина 2	2	11	10.03	3.3	38.51	28.89			10.50		10.50		
шина 3	3	11	10.03	3.3	38.51	28.89			10.50		10.50		
шина 4	4	11	10.03	3.3	38.51	28.89			10.50		10.50		
G2	5	1010	11.00	6.9					11.00		11.00	100.0	74.8
G1	6	1010	11.00	7.9					11.00		11.00	110.0	81.9
G3	7	1010	11.00	6.9					11.00		11.00	100.0	74.8
шина СН	8	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
шина СН 2	9	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
шина СН 3	10	11	6.24	1.5	2.79	1.37			6.30		6.30		
шина СН 4	11	11	6.24	1.5	3.53	1.75			6.30		6.30		
шина СН 5	12	11	6.24	1.5	2.79	1.37			6.30		6.30		
шина СН 6	13	11	6.24	1.5	3.53	1.75			6.30		6.30		
шина РСН	14	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
шина РСН 2	15	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
РУ ВН	16	11	217.96	1.5					220.00		220.00		
РУ СН	17	11	108.97	1.5	98.40	78.94			110.00		110.00		
система	18	1100	220.00						220.00		220.00	-27.4	19.5
АТ 1	19	11	217.96	1.5					230.00		230.00		
АТ 2	20	11	217.96	1.5					230.00		230.00		
ПН	21	11	6.24	1.5	1.28	0.53			6.30		6.30		
ЦН	22	11	6.24	1.5	0.17	0.12			6.30		6.30		
КН	23	11	6.24	1.5	0.08	0.04			6.30		6.30		
ВГД	24	11	6.24	1.5	0.08	0.04			6.30		6.30		
ДВ	25	11	6.24	1.5	0.07	0.05			6.30		6.30		
МВ	26	11	6.24	1.5	0.27	0.13			6.30		6.30		
ДС	27	11	6.24	1.5	0.23	0.14			6.30		6.30		
РВ	28	11	6.24	1.5	0.88	0.45			6.30		6.30		
БН	29	11	6.24	1.5	0.17	0.10			6.30		6.30		
М	30	11	6.24	1.5	0.30	0.18			6.30		6.30		
Д	31	11	6.24	1.5	0.15	0.05			6.30		6.30		
Рез уз. ТСН	32	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
уз. ТСН 1	33	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
уз. ТСН 2	34	11	6.24	1.5					6.30		6.30		
уз. ТСН 3	35	11	6.24	1.5					6.30		6.30		

Рис. 1.16.4. Расчет. Узлы

Узлы		Ветви		Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие				Небалансы		ВПТ		МППТ п/ст		МППТ уча	
Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	U _i	P _{ij}	Q _{ij}	I _{ij}	U _j	P _{ji}	Q _{ji}	I _{ji}	dP _n	dQ _n	dP _{общ}	dQ _{общ}	Кт	д								
Шина 1	шина 2	1	2	10.0	25.2	13.2	1.64	10.0	-25.2	-13.2	1.64			0.00	0.00										
Шина 1	шина 3	1	3	10.0	27.8	-2.1	1.60	10.0	-27.8	2.1	1.60			0.00	0.00										
Шина 1	шина 4	1	4	10.0	30.6	6.7	1.80	10.0	-30.6	-6.7	1.80			0.00	0.00										
G2	шина 2	5	2	11.0	47.9	45.2	3.46	10.0	-46.1	-38.4	3.46	1.80	6.82	1.80	6.82										
G1	шина 3	6	3	11.0	49.4	56.0	3.92	10.0	-49.0	-47.2	3.92	0.46	8.76	0.46	8.76										
G3	шина 4	7	4	11.0	47.9	45.2	3.46	10.0	-46.2	-38.4	3.46	1.80	6.82	1.80	6.82										
шина 2	шина 3	2	3	10.0	0.0	-0.0	0.00	10.0	-0.0	0.0	0.00			0.00	0.00										
шина 3	шина 4	3	4	10.0	0.0	0.0	0.00	10.0	-0.0	-0.0	0.00			0.00	0.00										
шина СН	шина РСН 2	8	15	6.2	-3.7	-1.8	0.38	6.2	3.7	1.8	0.38			0.00	0.00										
шина СН 3	шина РСН 2	10	15	6.2	-0.2	-4.9	0.45	6.2	0.2	4.9	0.45			0.00	0.00										
шина СН 5	шина РСН 2	12	15	6.2	-0.4	-5.0	0.46	6.2	0.4	5.0	0.46			0.00	0.00										
шина СН 2	шина РСН	9	14	6.2	-3.1	-1.5	0.32	6.2	3.1	1.5	0.32			0.00	0.00										
шина СН 4	шина РСН	11	14	6.2	-0.8	-5.2	0.49	6.2	0.8	5.2	0.49			0.00	0.00										
шина СН 6	шина РСН	13	14	6.2	-0.6	-5.1	0.47	6.2	0.6	5.1	0.47			0.00	0.00										
G2	Шина 1	5	1	11.0	52.1	30.5	3.17	10.0	-49.0	-24.7	3.17	3.01	5.71	3.01	5.71										
G1	Шина 1	6	1	11.0	60.6	26.7	3.47	10.0	-56.9	-19.9	3.47	3.62	6.88	3.62	6.88										
G3	Шина 1	7	1	11.0	52.1	30.5	3.17	10.0	-49.0	-24.7	3.17	3.01	5.71	3.01	5.71										
шина 2	уз. ТСН 1	2	33	10.0	-0.0	0.0	0.00	6.0	0.0	-0.0	0.00			0.00	0.00		1.670								
уз. ТСН 1	шина СН	33	8																						
уз. ТСН 1	шина СН 2	33	9																						
шина 3	уз. ТСН 2	3	34	10.0	5.4	-6.5	0.48	6.2	-5.4	6.9	0.81			0.44	0.44		1.670								
уз. ТСН 2	шина СН 3	34	10	6.2	2.6	-3.5	0.40	6.2	-2.6	3.5	0.40			0.00	0.00										
уз. ТСН 2	шина СН 4	34	11	6.2	2.7	-3.4	0.41	6.2	-2.7	3.4	0.41			0.00	0.00										
шина 4	уз. ТСН 3	4	35	10.0	5.4	-6.5	0.49	6.2	-5.4	6.9	0.81			0.44	0.44		1.670								
уз. ТСН 3	шина СН 5	35	12	6.2	2.4	-3.6	0.40	6.2	-2.4	3.6	0.40			0.00	0.00										
уз. ТСН 3	шина СН 6	35	13	6.2	2.9	-3.3	0.41	6.2	-2.9	3.3	0.41			0.00	0.00										
АТ 1	Рез уз. ТСН	19	32	218.0	8.6	23.4	0.07	6.2	-8.6	-23.4	2.31			0.01	0.01		34.900								
Рез уз. ТСН	шина РСН	32	14	6.2	4.5	11.8	1.17	6.2	-4.5	-11.8	1.17			0.00	0.00										
Рез уз. ТСН	шина РСН 2	32	15	6.2	4.2	11.6	1.14	6.2	-4.2	-11.6	1.14			0.00	0.00										
РУ ВН	система	16	18 1	218.0	12.3	-8.8	0.04	220.0	-12.1	9.2	0.04	0.10	0.37	0.10	0.37										
РУ ВН	система	16	18 2	218.0	12.3	-8.8	0.04	220.0	-12.1	9.2	0.04	0.10	0.37	0.10	0.37										
АТ 1	РУ ВН	19	16	218.0	8.0	-20.3	0.06	218.0	-8.0	20.3	0.06			0.00	0.00										
АТ 2	РУ ВН	20	16	218.0	16.5	2.7	0.04	218.0	-16.5	-2.7	0.04			0.00	0.00										
АТ 1	РУ СН	19	17	218.0	49.1	39.2	0.17	109.0	-49.1	-39.2	0.33			0.00	0.00		2.000								
АТ 2	РУ СН	20	17	218.0	49.3	39.7	0.17	109.0	-49.3	-39.7	0.34			0.00	0.00		2.000								
Шина 1	АТ 1	1	19	10.0	16.5	11.4	1.15	218.0	-16.5	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
Шина 1	АТ 2	1	20	10.0	16.5	11.4	1.15	218.0	-16.5	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 2	АТ 1	2	19	10.0	16.4	11.4	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 2	АТ 2	2	20	10.0	16.4	11.3	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 3	АТ 1	3	19	10.0	16.4	11.4	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 3	АТ 2	3	20	10.0	16.4	11.4	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 4	АТ 1	4	19	10.0	16.4	11.4	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
шина 4	АТ 2	4	20	10.0	16.4	11.4	1.15	218.0	-16.4	-10.6	0.05			0.76	0.76		0.045								
ПН 1	шина СН	21	8	6.2	-1.3	-0.5	0.13	6.2	1.3	0.5	0.13			0.00	0.00										
ЦН 1	шина СН	22	8	6.2	-0.2	-0.1	0.02	6.2	0.2	0.1	0.02			0.00	0.00										
КН 1	шина СН	23	8	6.2	-0.1	-0.0	0.01	6.2	0.1	0.0	0.01			0.00	0.00										
ВГД 1	шина СН	24	8	6.2	-0.1	-0.0	0.01	6.2	0.1	0.0	0.01			0.00	0.00										
ДВ 1	шина СН	25	8	6.2	-0.1	-0.0	0.01	6.2	0.1	0.0	0.01			0.00	0.00										

Рис. 1.16.5. Расчет. Ветви

Напряжение на шинах находится в пределах допустимого отклонения.

1.16.5. Проверка самозапуска двигателей собственных нужд

Генераторы	РС	РВ	Возбудители		СД	Форсировка							
Название	N	Блок	Угном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0
G2	5		10.50	110	0.800		7.80	0.271	2.040	2.000	0.189		6.700
G1	6		10.50	100	0.800		7.80	0.278	1.907	1.700	0.192		6.500
G3	7		10.50	100	0.800		7.80	0.278	1.907	1.700	0.192		6.500
система	18		220.00							0.001			

Рис. 1.16.6. Исходные данные по генераторам

Генераторы		PC	PВ	Возбудители		СД	Форсировка		
N	Статизм	Зона	Тоткр	Тзакр	Рtmin	Рtmax	Дпо	Тпо	
5	5.00	0.50	1.500	0.500		110.00		1.500	
6	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00		1.500	
7	5.00	0.50	1.500	0.500		100.00		1.500	

Рис. 1.16.7. Исходные данные по регуляторам скорости

Генераторы		PC	PВ	Возбудители		СД	Форсировка				
N	Трв	Урв+	Урв-	Ку	К'u	К'if	Кf	К'f	Tf	Альфа	
5	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900	1.000	
6	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900	1.000	
7	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900	1.000	

Рис. 1.16.8. Исходные данные по регуляторам возбуждения

Генераторы		PC	PВ	Возбудители		СД	Форсировка			
N	Nф	Нсист	Тв	Еqe+	Еqe-	Еq+	Еq-			
5		3	0.100	2.000	-1.600	2.000	0.600			
6		3	0.100	2.000	-1.600	2.000	0.600			
7		3	0.100	2.000	-1.600	2.000	0.600			

Рис. 1.16.9. Исходные данные по возбудителям

СХН		ДЖН														
Тип	Вид	Тдв	Дас	Сos(φ)	Кзэг	Мст	Мтрог	Км	Удв/Ун	Ммах	Мпуск	Ипуск	Сдвом	Сг/Сст		
21	1	3.075	0.950	0.910	0.800	0.130	0.100	4.000	1.000	1.300	2.600	6.300	0.800	70.000		
22	1	14.220	0.950	0.750	0.700	0.130	0.100	4.000	1.000	1.300	2.200	5.500	1.600	70.000		
23	1	0.850	0.950	0.880	0.600	0.150	0.100	4.000	1.000	1.200	2.500	5.500	1.300	70.000		
24	1	0.640	0.950	0.870	0.800	0.120	0.100	4.000	1.000	1.600	2.200	6.000	0.800	70.000		
25	1	26.182	0.950	0.750	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	1.300	2.300	5.500	1.500	70.000		
26	1	14.383	0.950	0.870	0.800	0.190	0.100	4.000	1.000	1.500	2.800	7.000	1.100	70.000		
27	1	18.932	0.950	0.820	0.900	0.150	0.100	4.000	1.000	1.300	2.200	6.000	1.300	70.000		
28	1	8.110	0.950	0.860	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	1.300	2.200	6.500	1.100	70.000		
29	1	18.932	0.950	0.820	0.670	0.150	0.100	4.000	1.000	1.300	2.200	6.000	1.300	70.000		
30	1	12.302	0.950	0.800	0.750	0.800	0.100	4.000	1.000	1.300	2.200	6.000	1.300	70.000		
31	1	27.474	0.950	0.750	0.600	0.900	0.100	4.000	1.000	1.300	2.300	5.500	1.600	70.000		

Рис. 1.16.10. Исходные данные по двигателям

В процессе эксплуатации на шинах с.н. возможны кратковременные понижения или даже полное исчезновение напряжения на время перерыва питания, что не должно приводить к расстройству технологического процесса электростанции. Для этого необходимо, чтобы электродвигатели ответственных механизмов, затормозившиеся при нарушении нормального питания, вновь развернулись до нормальной частоты вращения, т.е., чтобы состоялся самозапуск электродвигателей с.н. Максимальное время успешного самозапуска двигателей с.н. составляет для ТЭС среднего давления – 35 с;

Рассмотрим различные ситуации исчезновения или перерыва напряжения в следующей последовательности:

1. Короткое замыкание на электродвигателе (ДВ, узел 25).
2. Короткое замыкание на секции шин (узел 8).
3. Короткое замыкание на трансформаторе собственных нужд при срабатывании защиты этого трансформатора.
4. Короткое замыкание на трансформаторе с.н. при отказе дифференциальной защиты и срабатывании резервной.
5. Отказ АВР и обеспечение запуска двигателей при помощи резервного трансформатора.

1.16.5.1. Короткое замыкание на электродвигателе

Стандартные АЛАР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
	2			Время				1.000				
	2			Шунт	25				0.010			
	2		0.100	Шунт	25				-0.010			
	2		0.100	Отключить связь	25	8						

Рис. 1.16.11. Автоматика К₁

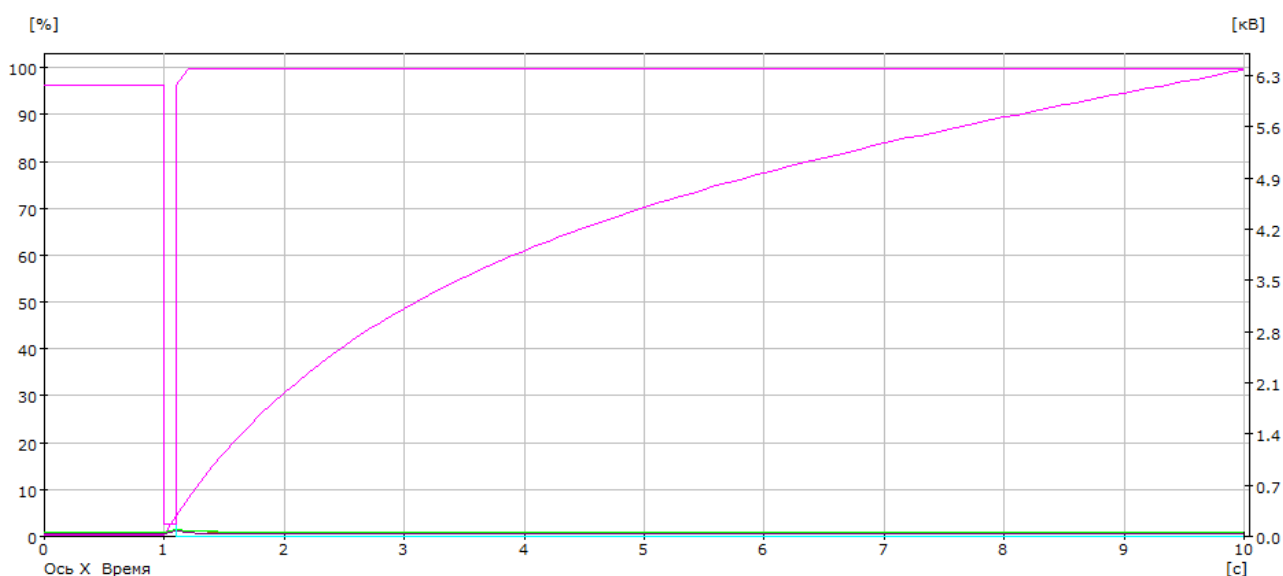


Рис. 1.16.12. Результат при К₁

На графике можно увидеть, что напряжение на всех двигателях после вывода из строя одного из двигателей установилось на номинальное напряжение к 2 с. Допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 35 с. Скольжение всех неповрежденных двигателей восстанавливается до исходного менее, чем за 0,4 с.

1.16.5.2. Короткое замыкание на секции шин

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{п.п} = t_з + t_{в.откл} + t_{АВР} = 1,72 \text{ с.},$$

где $t_з = 1 \text{ с}$ - время действия МТЗ;

$t_{в.откл} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{АВР} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 0,7 с при отключении цепи рабочего питания действием основной защиты. Данное условие выполняется.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
	3		Время				1.000				
	3		Шунт	33				0.010			
	3	1.120	Шунт	33				-0.010			
	3	1.120	Отключить связь	8	33						
	3	1.720	Включить связь	8	15						

Рис. 1.16.13. Автоматика К₂

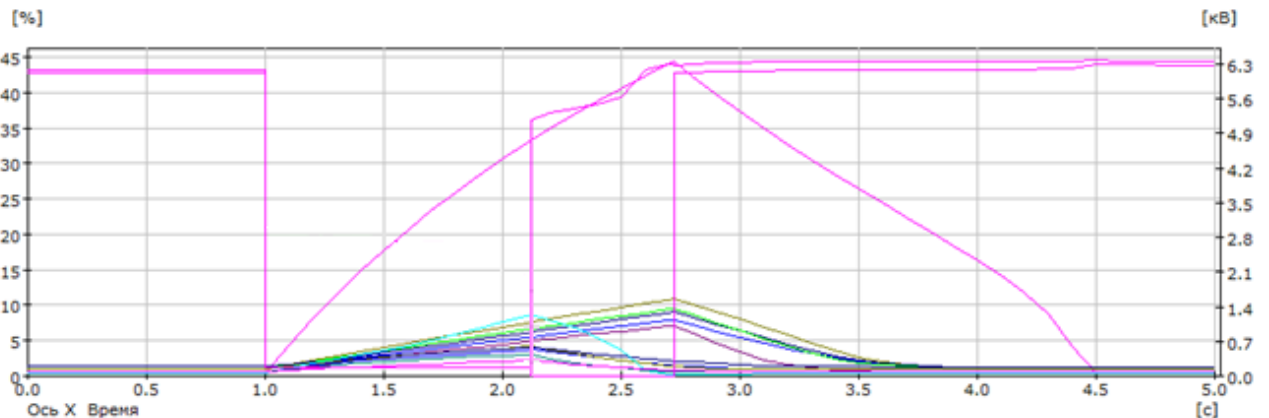


Рис. 1.16.14. Результат при К₂

На графике можно увидеть, что напряжение на всех двигателях после устранения КЗ установилось на номинальное напряжение примерно за 2,2 с.

Допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 35 с. Скольжение всех неповрежденных двигателей восстанавливается до исходного чуть больше, чем за 2 с.

1.16.5.3. Короткое замыкание на трансформаторе собственных нужд

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{п.п} = t_з + t_{в.откл} + t_{АВР} = 0,82 \text{ с.},$$

где $t_з = 0,1 \text{ с}$ - время действия основной защиты;

$t_{в.откл} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{АВР} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 0,7 с при отключении цепи рабочего питания действием основной защиты. Данное условие выполняется.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
				Действие	Ni	Nj		Nп		Парам1	Парам2
	3		Время				1.000				
	3		Шунт		33			0.010			
	3	0.220	Шунт		33			-0.010			
	3	0.220	Отключить связь	9	33						
	3	0.220	Отключить связь	8	33						
	3	0.820	Включить связь	8	15						
	3	0.820	Включить связь	9	14						

Рис. 1.16.15. Автоматика К₃

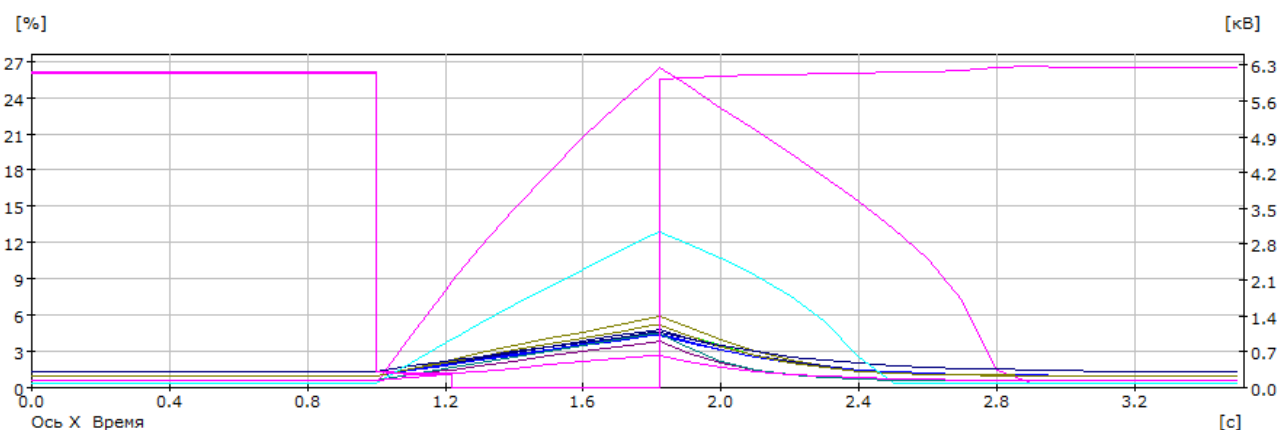


Рис. 1.16.16. Результат при К₃

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за чуть больше 2,2 с. Скольжение восстановилось к исходному примерно за такое же время.

1.16.5.4. Короткое замыкание на трансформаторе собственных нужд при отказе основной защиты и срабатывании резервной

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{п.п} = t_3 + t_{в.откл} + t_{авр} = 1,72 \text{ с.},$$

где $t_3 = 1 \text{ с}$ - время действия мтз;

$t_{в.откл} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{авр} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 0,7 с при отключении.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3	
	3		Время				1.000				
	3		Шунт		33			0.010			
	3	1.120	Шунт		33			-0.010			
	3	1.120	Отключить связь	9	33						
	3	1.120	Отключить связь	8	33						
	3	1.720	Включить связь	8	15						
	3	1.720	Включить связь	9	14						

Рис. 1.16.17. Автоматика К₄

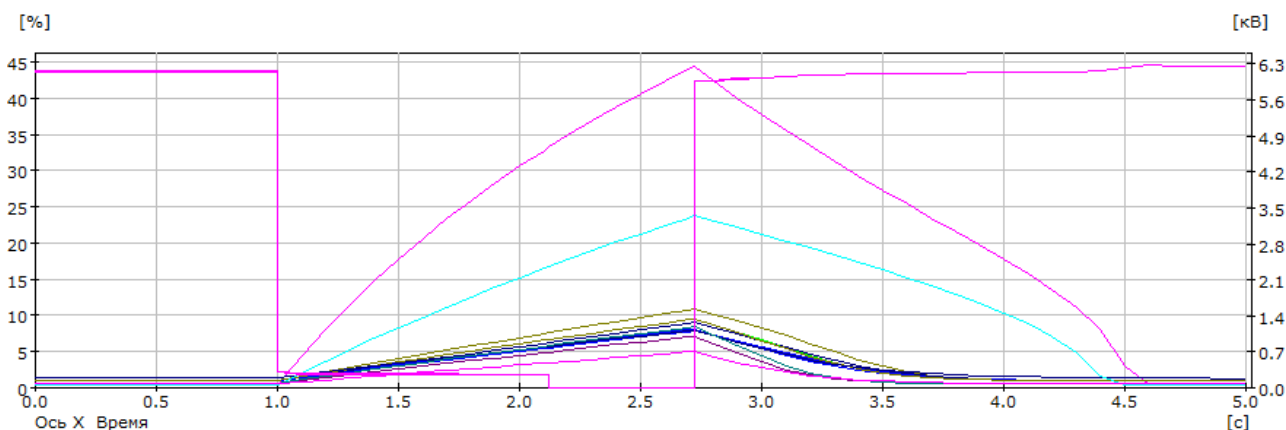


Рис. 1.16.18. Результат при К₄

На графике можно увидеть, что напряжение на всех двигателях, после устранения КЗ с помощью МТЗ трансформатора, установилось на номинальное напряжение примерно за 3,3 с. Допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 35 с. Самозапуск можно считать успешным. Скольжение всех двигателей восстанавливается до исходного чуть больше, чем за 3,4 с.

1.16.5.5. Отказ АВР и обеспечение запуска двигателей при помощи резервного трансформатора

В этом опыте будет рассмотрен тяжелый режим: при аварии на трансформаторе собственных нужд, с помощью которого осуществляется питание шин электродвигателей собственных нужд, в котором не срабатывает автоматическое включение резерва. В связи с этим двигатели достаточно долгое время находятся без электроэнергии и останавливаются, что опасно для производственного процесса. При подаче питания с резервного трансформатора не все двигатели смогут запустить одновременно. Это связано с их большой мощностью. В данном случае сначала происходит пуск двигателей первой шины (узел 8), а затем второй (узел 9).

	3		Время			1.000				
	3		Отключить связь	8	33					
	3		Отключить связь	9	33					
	3	150.000	Включить связь	8	15					
	3	210.000	Включить связь	9	14					

Рис. 1.16.19. Автоматика при отказе АВР

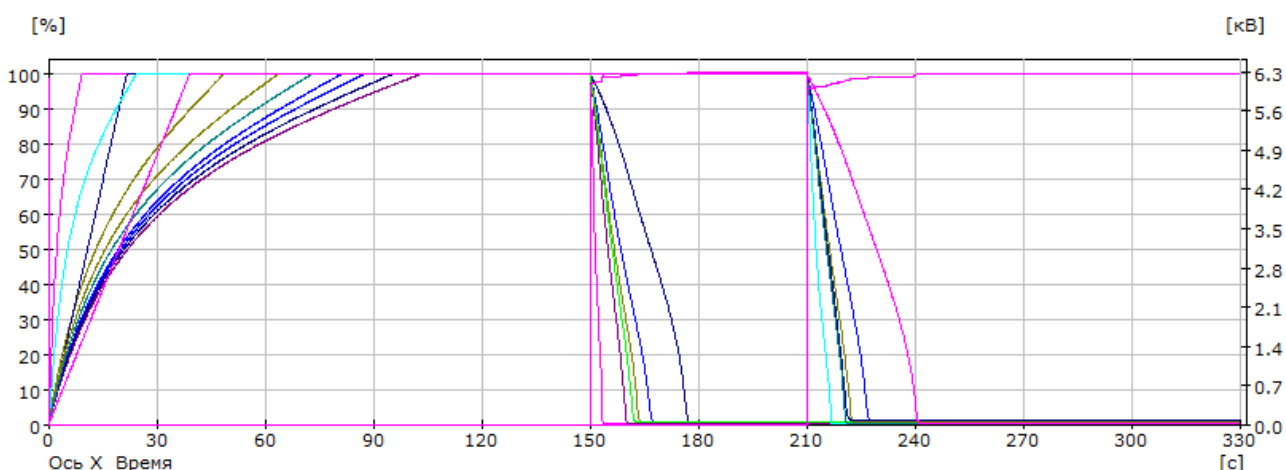


Рис. 1.16.20. Результат при отказе АВР

Все двигатели запустились. Дольше всего запускались мельницы. Время их пуска равно 30 секундам, а допустимое максимальное – 35 секунд.

Пуск двигателей можно считать успешным. Дополнительных действий по снижению времени пуска не требуется.

Глава 2. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной работы является составление сметы на проектирование электрической части ТЭЦ мощностью 310 МВт. В данном разделе ВКР производится расчет затрат на проектирование капитальных вложений в электрооборудование.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость самого оборудования и строительно-монтажных работ. Стоимость строительства определяется его сметой.

Смета является основным экономическим документом, характеризующим предел допустимых затрат на сооружение объекта. В сметах определяются денежные, трудовые и материальные затраты, необходимые для выполнения заданного объёма работ. В них отражается окончательная и предельная стоимость реализации проекта.

2.1. Планирование работ и оценка времени на их выполнение

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование составим план, в котором представим поэтапную трудоемкость всех работ.

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень работ и оценка времени на их выполнение

№ работ	Наименование работ	Должность исполнителя	Продолжительность работ, дн.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, инженер	1
2	Планирование работ по теме	Инженер	1
3	Подбор материалов и литературы по теме	Инженер	2
4	Изучение материалов и литературы	Инженер	10
5	Выбор ПО для разработки проекта	Руководитель, инженер	1
6	Изучение выбранного ПО	Инженер	7
7	Расчет электрической части ТЭЦ	Инженер	14
8	Выбор электрооборудования	Инженер	7
9	Расчет защиты электрооборудования	Инженер	5
10	Изучение возможного поведения электродвигателей собственных нужд	Инженер	14
11	Оценка полученных результатов	Руководитель, инженер	1
12	Составление отчета по проделанной работе	Инженер	9
	Итого	Руководитель	3
		Инженер	72

2.2. Смета затрат на проект

Для того, чтобы составить смету затрат на проект, подробно опишем каждую составляющую затрат и выразим их в денежных единицах.

$$K_{np} = K_{mat} + K_{am} + K_{zn} + K_{co} + K_{проч} + K_{накл},$$

где K_{mat} – материальные затраты;

K_{am} – амортизация компьютерной техники;

K_{zn} – заработная плата;

K_{co} – отчисления на социальные отчисления;

$K_{проч}$ – прочие затраты;

$K_{\text{накл}}$ – накладные расходы

2.2.1. Материальные затраты

Принимаем в размере 1000 руб. на покупку бумаги, канцелярских товаров, съемных носителей и т.п.

2.2.2. Амортизация компьютерной техники

$$K_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп.кт}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{кт}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}$$

где $T_{\text{исп.кт}}$ – время использования компьютерной техники;

$T_{\text{кал}}$ – календарное время (365 дней);

$C_{\text{кт}}$ – цена компьютерной техники (25 тыс. руб.);

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники (~ 5 лет).

$$K_{\text{ам}} = \frac{72}{365} \cdot 25000 \cdot \frac{1}{5} = 986,3 \text{ руб}$$

2.2.3. Затраты на заработную плату

$$K_{\text{зп}} = ЗП_{\text{инж}} + ЗП_{\text{рук}}$$

$$ЗП_{\text{мес}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2,$$

где $ЗП_{\text{инж}}$ – заработная плата инженера, руб.,

$ЗП_{\text{рук}}$ – заработная плата руководителя, руб.,

$ЗП_0$ – месячный оклад, руб.,

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск,

K_2 – районный коэффициент,

$ЗП_{\text{мес}}$ – месячная заработная плата, руб.,

Таблица 2.2 – Расчет ФЗП

По формуле (2.4) рассчитаем заработную плату инженера и руководителя

$$ЗП_{инж} = 17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24310 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{рук} = 26300 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 37609 \text{ руб.}$$

$$K_{зн} = 24310 + 37609 = 61919 \text{ руб.}$$

2.2.4. Затраты на социальные отчисления

Затраты на социальные отчисления составляют 30% от $K_{зн}$.

$$K_{со} = K_{зн} \cdot 0,3$$

$$K_{со} = 61919 \cdot 0,3 = 18575,7 \text{ руб.}$$

2.2.5. Прочие затраты

Данные затраты включают в себя разные виды расходов, которые не вошли в предыдущие группы. Прочие затраты принимаются в размере 10% от $(K_{мат} + K_{ам} + K_{зн} + K_{со})$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{мат} + K_{ам} + K_{зн} + K_{со})$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (1000 + 986,3 + 61919 + 18575,7) = 8248,1 \text{ руб.}$$

2.2.6. Накладные расходы

Накладные расходы – дополнительные к основным затратам расходы, необходимые для обеспечения процессов производства, связанные с управлением, обслуживанием, содержанием и эксплуатацией оборудования.

Накладные расходы принимаются в размере 200% от $K_{зн}$.

$$K_{накл} = 2 \cdot K_{зн}$$

$$K_{накл} = 2 \cdot 61919 = 123838 \text{ руб.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Смета затрат на проект

Элементы затрат	Стоимость, руб.
Материальные затраты	1000
Амортизация компьютерной техники	986,3
Заработная плата	61919
Социальные отчисления	18575,7
Прочие затраты	8248,1
Накладные расходы	123838
Итого	214567,1

2.3. Смета затрат на электрооборудование

Приведем смету затрат на электрооборудование в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Смета затрат на электрооборудование проектируемой ТЭЦ

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
				Оборудование	Монтаж	Оборудование	Монтаж
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТВФ-120-2УЗ	шт	2	350000	70000	700000	140000
	ТВФ-110-2ЕУЗ	шт	1	350000	70000	350000	70000
2	АТДЦТН - 125000/220/110	шт	2	195000	39000	390000	78000
	ТДНС-16000/20	шт	4	43000	8600	172000	34400
	ТШ-20-10000/5	шт	40	38	7,6	1520	304
	ЗНОМ-15-63У2	шт	20	140	28	2800	560
3	Линия АС 240/32	км	180	37800	7560	6804000	1360800
4	РБДГ 10-4000- 0,105УЗ	шт	2	4695	939	9390	1878

5	МГУ-20-90/9500У3	шт	10	4840	968	48400	9680
	РВР-20/8000 У3	шт	36	310	62	11160	2232
Итого, тыс. руб.						8489270	1697854

В итоге для проведения научного исследования необходимо 214567,1 руб. В результате выполнения работ получаем проект электрической части теплоэлектроцентрали мощностью 310 МВт, выбор оборудования которой осуществлен с помощью расчета перетоков мощности и токов трехфазного короткого замыкания. Была составлена смета затрат на электрооборудования и его монтаж, а также определены временные рамки выполнения проектирования, которые составляют 73 дня.

Глава 3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Электроэнергетика относится к той отрасли, в которой риск и опасность неизбежны — они являются составной ее частью. Труд энергетиков сопряжен с большими нагрузками и вредностью производства, которое стоит по этому показателю на третьем месте среди отраслей российской промышленности.

Проведение электромонтажных работ в современном производстве требует высокого уровня инженерной подготовки и квалификации. Главной целью улучшения условий труда является обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

В данном проекте предлагается введение устройств высокого напряжения, при монтаже, эксплуатации и ремонте которых необходимо строго выполнять требования правил техники безопасности, применять различные меры защиты от вредных и опасных факторов производственной среды.

Здоровые и безопасные условия труда электротехнического персонала могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

3.1. Описание рабочего места электромонтёра на электростанции

Согласно статье 209 Трудового Кодекса Российской Федерации рабочее место – это место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя.

Рабочее место определяется на основе технических и эргономических нормативов и оснащается техническими и прочими средствами, необходимыми для исполнения работником поставленной перед ним конкретной задачи.

Правильная организация рабочего места обеспечивает рациональные движения работающего и сокращает до минимума затраты рабочего времени на отыскание и использование инструментов и материалов.

На рабочем месте рабочего персонала электростанции должны находиться: технологическая оснастка, организационная оснастка, должностная инструкция, электрические схемы главных электроустановок, схемы питания цеха или участка, эксплуатационный журнал, инструкция по технике безопасности, графики осмотров и сменно-часовой указатель-календарь местонахождения сотрудников. Рабочее место сотрудника может быть в помещении, так и на открытом воздухе.

Рабочее место должно быть оформлено в соответствии с требованиями технической эстетики, оснащение и содержание рабочего места должно строго отвечать всем требованиям охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и гигиены и исключать возможность возникновения пожара.

3.2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого, в определённых условиях, может привести к заболеванию или снижению работоспособности работника. Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего, в определённых условиях, может привести к травме или другому внезапному ухудшению здоровья.

Наиболее вредными факторами являются:

- электромагнитные поля;
- отклонение от нормативных параметров микроклимата;
- шумы и вибрации;
- отклонение освещённости.

3.2.1. Производственный микроклимат

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

- помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести - Пб ($233\text{-}290$) Вт

Температура воздуха - $17,0\text{-}19,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60\text{-}40\%$

Скорость движения воздуха: Не более $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: $13\text{-}20^{\circ}\text{C}$,

Тёплый период года - ($t +10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

3.2.2. Освещенность

Утомляемость органов зрения может быть связана как с недостаточной освещенностью, так и с чрезмерной освещенностью, а также с неправильным направлением света. Нормальная освещенность достигается в дневное время за счет естественного света, проникающего через оконные проемы, в утренние и вечерние часы за счет искусственного освещения лампами.

В помещении используется совместное освещение - искусственное и естественное (через окна). Система освещения общая.

В качестве источников искусственного света используется люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют ряд существенных преимуществ: по спектральному составу близки к дневному, естественному свету; обладают более высоким КПД (в 1,5-2 раза выше, чем КПД ламп накаливания); обладают повышенной светоотдачей (в 3-4 раза выше, чем у ламп накаливания); более длительный срок службы.

Согласно [18] освещенность рабочего стола должна быть не менее 300 - 500 лк, что может достигаться установкой местного освещения.

Произведем выбор ламп:

Примем высоту рабочей поверхности над полом $h_p = 0,9$ м; расстояние светильников от перекрытия $h_c = 0,25$ м.

1) высота подвеса:

$$h_n = H - h_c = 3 - 0,25 = 2,75 \text{ м};$$

2) высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = h_n - h_p = 2,75 - 0,9 = 1,85 \text{ м}.$$

3) расстояние между соседними рядами: $L = \lambda \times h$;

$$L = \lambda \times h = 1,2 \cdot 1,85 = 2,22; \text{ примем } 2,2 \text{ м}.$$

Светильники располагаются в 2 ряда по 2 светильника.

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \times S \times K_3 \times Z \times 100 / (n \times \eta),$$

$$\Phi = 300 \times 15 \times 1,5 \times 1,1 \times 100 / (4 \times 32) = 5800 \text{ лм,}$$

Световой поток на лампу $\Phi/2=2900$ лм,

Выбираем лампу ОД-2-40

Таблица 3.1 – Характеристики лампы

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Напряжение на лампе, В	Ток лампы, А	Световой поток, лм
				ОД-2-40
40	220	109	0,43	3200

3.2.3. Шум

В данной работе рассматриваются устройства, использующие в своей работе силовые трансформаторы и высоковольтные полупроводниковые элементы, которые являются источниками шума. Установка в силу своих размеров находится на территории электростанции.

Таблица 3.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

(ГОСТ 12.1.003–83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют различные методы коллективной защиты: уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; рациональное размещение оборудования; борьба с шумом на путях его распространения, в том числе изменение направленности излучения шума, использование средств звукоизоляции, звукопоглощение и установка глушителей шума, в том числе акустическая обработка поверхностей помещения.

Наиболее эффективным средством является борьба с шумом в источнике его возникновения. Для уменьшения механического шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей. Снижения аэродинамического шума можно добиться уменьшением скорости газового потока, улучшением аэродинамики конструкции, звукоизоляции и установкой глушителей. Электромагнитные шумы снижают конструктивными изменениями в электрических машинах. [17].

3.2.4. Электромагнитные излучения

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно [17] напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см поверхности видеомонитора не должна превышать 25 В/м в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц, 2,5 В/м в диапазоне от 2 до 400 кГц. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250 нТл, и 25 нТл в диапазоне от 2 до 400 кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500 В. В ходе работы использовалась ЭВМ типа ASUS K53S со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5 В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В[13].

Согласно [9] конструкция ЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от корпуса не более 0,1 мбэр/ч (100 мкР/ч). Предел дозы облучения для работников (операторы, программисты) составляет 0,5 бэр/год [19].

При защите от вредного воздействия облучения, возникающего при работе с дисплеем, проводятся следующие мероприятия:

- для обеспечения оптимальной работоспособности и сохранения здоровья на протяжении рабочей смены должны устанавливаться регламентированные перерывы – при 8-часовом рабочем дне продолжительностью 15 минут через каждый час работы;
- дисплей устанавливается таким образом, чтобы от экрана до оператора было не менее 60-70 см;
- должны использоваться дисплеи со встроенными защитными экранами;
- применение защитных экранов

3.2.5. Электробезопасность

Электрический ток, при прохождении через тело человека может вызывать ожоги в местах прикосновения к токоведущим частям, поражение внутренних органов, остановку сердца.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

- термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;
- электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
- механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;

- биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц.

Опасность от токоведущих частей оборудования, таких как электронно-вычислительная машина и другие электронные устройства, устраняется техническими средствами: защитные оболочки (изоляция), ограждения; безопасное расположение токоведущих частей (на недоступной высоте или в корпусе оборудования), защитное отключение; предупредительная сигнализация, знаки опасности; блокировка.

Для защиты при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением, т.е. для защиты от переходного напряжения используют: защитное заземление, зануление и отключение, малое напряжение, изоляцию токоведущих частей, предохранительные приспособления.

При случайном замыкании токоведущих частей на изолированный от земли корпус оборудования он оказывается под напряжением и прикосновение к нему будет также опасно, как и к фазе. Преднамеренное соединение с “землей” металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением, называется защитным заземлением. Оно снижает напряжение прикосновения к корпусу за счет уменьшения потенциала относительно “земли” из-за малого сопротивления до безопасного уровня.

По ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ заземляют все оборудование с электроприводом, электрообогревом, пускорегулирующее (пускатели, рубильники, регуляторы).

Электробезопасность обеспечивается в соответствии с ГОСТ 12.1. 030. - 81:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствуют требованиям электробезопасности

3.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения с имеющими соединение с землей металлическими предметами и металлическими корпусами оборудования [14].

Во время нормального режима работы оборудования опасность электропоражения крайне мала, однако, возможны аварийные режимы работы, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящегося под напряжением с заземленными конструкциями.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям во время ремонта ЭВМ;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением;
- при прикосновении к нетоковедущим частям, находящимся под напряжением, то есть в случае нарушения изоляции;

– при соприкосновении с полом и стенами, оказавшимися под напряжением;

– при возможном коротком замыкании в высоковольтных блоках: блоке питания, блоке развертки монитора.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются [14]:

– изолирование (ограждение) токоведущих частей, исключающее возможность случайного прикосновения к ним;

– своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;

– наличие общего рубильника;

– установка защитного заземления; Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены выводы однофазного источника питания электроэнергией, с учетом естественных заземлителей и повторных заземлителей нулевого провода должно быть не более 2,4 и 8 Ом соответственно, при междуфазных напряжениях 380, 220 и 127 В однофазного источника питания [15].

В качестве профилактики предупреждения поражения электрическим током, сотрудникам необходимо проходить инструктаж по технике безопасности.

3.4. Охрана окружающей среды

При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы и т.д.); отработанные люминесцентные лампы; офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – необходимо руководствоваться Федеральным законом "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89.

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды. К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят: - отделение металлических частей от неметаллических; металлические части переплавляются для последующего производства; - неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке [16].

Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности. Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции. Интоксикация возможна только в случае разгерметизации колбы, поэтому основным требованием экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп. Отработанные газоразрядные лампы помещают в защитную упаковку, предотвращающую повреждение стеклянной колбы, и передают специализированной организации для обезвреживания и переработки. В случае пробоя лампы, содержащих ртуть, осколки собирают щеткой или скребком в герметичный металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненный раствором марганцевокислого калия.

3.4.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ, которое происходит в результате поступления в него выхлопных газов автомобильного транспорта, испарений из емкостей для хранения нефтепродуктов, выбросов от компрессорных и дизель-генераторных установок и т.п.

Мероприятия:

- соблюдать нормативы допустимых выбросов веществ, а также принимать меры по обезвреживанию загрязняющих веществ, в том числе их нейтрализации, снижению уровня шума и иного негативного воздействия на окружающую среду;
- запретить эксплуатацию оборудования, содержание вредных (загрязняющих) веществ, в выбросах которых превышает установленные технические нормативы.

3.4.2. Охрана поверхностных вод от загрязнения

Сотрудники электростанции в процессе эксплуатации потребляют определенное количество чистой воды, а также сбрасывают очищенные или неочищенные сточные воды в окружающую среду, что приводит к загрязнению гидрографической сети и территории района его размещения.

Основными источниками загрязнения поверхностных вод являются:

- неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды;
- поверхностный сток с территории предприятия;
- аварийные сбросы сточных вод.

В целях рационального использования и охраны поверхностных вод предприятие обеспечивает:

- экономное и рациональное использование водных ресурсов;

- наличие лицензии и договора на добычу подземных вод и соблюдение их условий;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- организацию учета забираемых, используемых и сбрасываемых вод, количества загрязняющих веществ в них, а также систематические наблюдения за водными объектами и их водоохранными зонами;
- соблюдение установленных лимитов забора воды и сброса сточных вод;
- разработку инженерных мероприятий по предотвращению аварийных сбросов неочищенных или недостаточно очищенных сточных вод;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты.

3.4.3. Охрана окружающей среды при обращении с отходами

Отходы производства — это остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. Образование, сбор, накопление, хранение отходов является неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются и должны быть отражены в технологических регламентах и другой нормативно технической документации в соответствии с ГОСТ 30772-2001.

В соответствии со статьей 11 ФЗ «Об отходах производства и потребления» индивидуальные предприниматели и юридические лица при эксплуатации предприятий, зданий, строений, сооружений и иных объектов, связанных с обращением с отходами, обязаны:

- соблюдать экологические требования, установленные законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей природной среды;

- разрабатывать проекты нормативов образования отходов и лимитов на размещение отходов в целях уменьшения количества их образования;
- внедрять малоотходные технологии на основе научно-технических достижений;
- проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения;
- предоставлять в установленном порядке необходимую информацию в области обращения с отходами;
- соблюдать требования предупреждения аварий, связанных с обращением с отходами, и принимать неотложные меры по их ликвидации;
- в случае возникновения или угрозы аварий, связанных с обращением с отходами, которые наносят или могут нанести ущерб окружающей природной среде, здоровью или имуществу физических и юридических лиц, немедленно информировать об этом специально уполномоченные федеральные органы исполнительной власти в области обращения с отходами, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления.

В процессе деятельности, при которой образуются отходы, сотрудники электростанции обязаны:

- вести учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов;
- установить и подтверждать класс опасности образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов;
- составить паспорта на опасные отходы;
- разработать проекты нормативов образования отходов и лимитов на размещение.

3.5. Пожарная безопасность. Меры по предотвращению пожара

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов и автотрансформаторов выполняется сеть маслоотводоов со сбросом масла в маслосборник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного автотрансформатора с учетом воды на пожаротушение. Маслоотводоы выполняются из металлических листов ГОСТ 1839-90, шириной 1.20 м, длиной 2.54 м.

3.5.1. Средства пожаротушения.

На станции применяется спринклерная автоматическая установка пожаротушения. Она представляет собой разветвленную распределительную водопроводную сеть с распылителями водяных струй или воздушно-механической пены при помощи спринклерных головок.

Для быстрой локализации очагов возгорания служат ручные огнетушители, которые широко применяются на станциях.

Типы огнетушителей: ГОСТ 12.4.009 – 75, СНиП II – 90 –81, согласно МЮ РФ 27.06.2003г., № 4838, устанавливаются в количестве:

- 1 огнетушитель порошковый ОП – 10,
- 2 огнетушитель порошковый ОП – 20;
- 2 углекислотно – бромэтиловый огнетушитель ОУБ – 7.

Мероприятия по пожарной профилактике:

- организационные: включают в себя противопожарный инструктаж рабочих и служащих, издание приказов по пожарной безопасности и т.д.;
- технические: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании помещений, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения и правильное размещение оборудования;
- мероприятия режимного характера: запрещение курения в неустановленных местах, производства огневых работ в помещении,

– технологического эксплуатационные: своевременные профилактические осмотры и испытания оборудования. [9].



Рис. 3.1 – План эвакуации при пожаре

3.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным законодательным актом, регламентирующим правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности персонала организацией, является Конституция Российской Федерации. Статья 37 Конституции РФ гласит: «Каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены». Основными нормативными документами являются: СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно – вычислительным машинам и организации работы», ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ

сидя. Общие эргономические требования», Федеральный закон "Об основах обязательного социального страхования" от 16.07.1999 N 165.

3.6.1. Основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Организация должна:

- обеспечить безопасные условия труда и предпринимать соответствующие меры путем сокращения, в возможных пределах, факторов опасности, характерных для этой деятельности, и предотвращения несчастных случаев и ущерба здоровью, которые могут быть следствием выполняемой работы или произойти в процессе ее выполнения;

- предоставлять персоналу, включая новый персонал, регулярное и документируемое обучение по технике безопасности и охране труда; организовывать системы, позволяющие обнаруживать и предотвращать потенциальные угрозы здоровью и безопасности всего персонала;

- предоставлять всему персоналу для использования чистые туалетные комнаты, доступ к питьевой воде, а также создавать необходимые санитарные условия для хранения продовольствия. обеспечивать чистоту и безопасность предоставляемых персоналу мест отдыха, а также их соответствие основным потребностям персонала;

- разрабатывать, производить или поставлять продукцию, или услуги, обеспечивающие отсутствие вредных воздействий на окружающую среду; использовать процессы, инфраструктуру и расходуемые ресурсы, направленные на предотвращение недопустимых вредных воздействий на окружающую среду, в том числе, на сельское хозяйство;

- использовать и поддерживать в рабочем состоянии методы и средства для обнаружения возможности возникновения вследствие собственной деятельности техногенных катастроф и аварийных ситуаций и для реагирования на них.

3.6.2. Социальное страхование работников

Обязательное социальное страхование представляет собой систему создаваемых государством правовых, экономических и организационных мер, направленных на компенсацию или минимизацию последствий изменения материального и (или) социального положения работающих граждан, а в случаях, предусмотренных законодательством РФ.

Обязательное социальное страхование работников регламентируется статьей 212 конституционного кодекса России [19]. Работодатели обязуются обеспечить своим подчиненным социальное страхование от возможных производственных несчастных случаев. Также представленный вид страхования может применяться в случае возникновения профессионального заболевания.

На основании статьи под номером 5 Закона «Об обязательном страховании на производстве и получении профессиональных заболеваний», получать выплаты могут:

1. физические лица, выполняющие свои обязанности на основании заключенного контракта, трудового договора со страхователем;
2. лица, которые были осуждены к лишению свободы на определенный срок или привлеченные к труду страхователями;
3. физические лица, которые выполняют работу на основании гражданского или правового договора.

Именно они подлежат страхованию от полученных всевозможных несчастных случаев во время рабочего времени. Также сюда можно отнести профессиональные заболевания, которые указываются в соответствующих договорах. При наступлении такого страхового случая страхователь обязуется полностью уплачивать страховщику все необходимые взносы. Если здоровью или жизни граждан на производстве был причинен вред, то страхователь имеет возможность воспользоваться статьей 6 181 Федерального Закона «Об основах обязательного социального страхования». В таком случае необходимо полностью обеспечить инвалидов начислением и выплатой, а лица, которые виновны в таком деянии, должны понести ответственность.

Пособия по временной нетрудоспособности Размеры пособий по временной нетрудоспособности и условия их выплаты устанавливаются ст. 183 ТК РФ.

Порядок исчисления пособия по временной нетрудоспособности:

1. Рассчитывается средний дневной (часовой) заработок;
2. Рассчитывается дневное (часовое) пособие исходя из среднего дневного (часового) заработка;
3. Рассчитывается максимально возможный размер дневного (часового) пособия исходя из установленных ограничений;
4. Рассчитывается пособие по временной нетрудоспособности.

Работодатель обязуется проводить аттестацию и сертификацию рабочих мест один раз в пять лет с участием представителя профкома.

Если по результатам аттестации рабочее место не соответствует санитарно-гигиеническим требованиям и признано условно аттестованным, разрабатывать совместно с профкомом план мероприятий по улучшению и оздоровлению условий труда на данном рабочем месте и обеспечивать их выполнение.

Заключение по разделу социальная ответственность

В данном разделе была рассмотрено рабочее место оператора ПЭВМ электростанции на предмет возникновения вредных и опасных факторов. Было описано воздействие вредных факторов на организм человека, предложены средства коллективной и индивидуальной защиты от данных факторов, учтены факторы защиты окружающей среды, так, например, для обеспечения пожарной безопасности необходимо предусмотреть оборудование рабочих мест датчиками дыма, планом эвакуации и углекислотными огнетушителями. Для обеспечения нормальной работы и своевременной эвакуации людей в чрезвычайных ситуациях, необходимо оборудовать помещения подсвеченными табличками с надписью «выход», аварийным освещением, и медицинскими аптечками. Также в данном разделе

были рассмотрены организационные вопросы обеспечения безопасности персонала при выполнении работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы была спроектирована теплоэлектростанция (ТЭС) на основании исходных данных с заданными параметрами.

Выполняя данную работу, мы научились комплексно рассматривать проблему проектирования новых объектов, а также детально ознакомились со строением и различными составляющими ТЭС. При этом использовались для решения тех или иных вопросов комплекс знаний, полученный из различных учебных курсов, на занятиях, а также в процессе выполнения типовых расчетов, домашних заданий, лабораторных работ. Был получен опыт в работе с технической литературой, ГОСТ, справочниками и т.п.

На начальном этапе проектирования, после составления баланса мощностей, убедились, что данная электростанция выдает мощность, которая полностью покрывает мощность присоединенных потребителей.

В качестве расчетного присоединения был выбран генератор мощностью 110 МВт. Затем были определены токи в ветвях по продолжительным режимам и режимам КЗ, а уже по ним произведен выбор необходимых коммутационных аппаратов и токоведущих частей, после чего была спроектирована измерительная подсистема и система электроснабжения собственных нужд. Выбрано оборудование, необходимое для исправной работы электростанции и обеспечения потребителей электроэнергией на двух классах напряжения. Произведены необходимые проверки выбранного оборудования, которые выполнены в полной мере.

Поставленные в начале, задачи проектирования выполнены в полной мере – была спроектирована электрическая часть станции, которая

удовлетворяет всем предъявляемым требованиям. Объект обладает высокими эксплуатационными характеристиками.

Проект имеет весомую значимость, ведь каждая новая правильно спроектированная электростанция способна обеспечить потребителей электричеством, что открывает для них новые возможности. Зачастую электростанции являются градообразующим предприятием. Ее появление, как правило, способствует резкому социально-экономическому развитию любого населенного пункта: крупные промышленные объекты, могут увеличить свои объемы производства, могут открываться новые школы, больницы. Строительство и эксплуатация спроектированной электростанции даст новые рабочие места для людей, что положительно скажется на инфраструктуре и экономике региона.

ПУБЛИКАЦИИ

1. Макаров А. М. Характеристики мини - ТЭЦ России / А. М. Макаров, Н. М. Космынина ; науч. рук. Н. М. Космынина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 195-197].
Режим доступа: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/42062>

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. – 5-е изд., стер. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил. – (Учебная литература для вузов)
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
3. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. – М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1992. – 32 с.: ил.
4. Правила устройства электроустановок ПУЭ: Утв. Мин.топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 1999. – 79 с.
5. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф., Околович М.Н. Электрическая часть станций и подстанций: учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.: ил.
6. БМРЗ-100 // НТЦ «Механотроника» URL: <http://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz-100.html>
7. Газовая защита трансформатора // Школа для электрика URL: <http://electricalschool.info>
8. Безопасность жизнедеятельности. Под ред. С.В. Белова. – М.: Высшая школа, 2002. – 357с.
9. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно – вычислительным машинам и организации работы». – М.:Госкомсанэпиднадзор, 2003.
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
12. СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях
13. Основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76
14. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
16. ГОСТ 12.1.004-91, СС5Т. Пожарная безопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
18. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
19. Федеральный закон "Об основах обязательного социального страхования" от 16.07.1999 N 165-ФЗ, 1999 г.

