

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

Школа (ИШЭ) Инженерная Школа Электроэнергетики
Направление подготовки 13.03.02 –Электроэнергетика и электротехника
Отделение Электроэнергетики и электротехники
Профиль Электрические станции

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование основного электрооборудования Харанорской ГРЭС УДК 621.311.22.004.13(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Холмогоров Павел Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бай Ю.Д.			

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.

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	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
	работодателях.	
<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>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Наталья Геннадьевна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бай Ю.Д.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Холмогоров Павел Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А4Б	Холмогорову Павлу Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является открытое распределительное устройство 220 кВ на Харанорской ГРЭС
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>Перечень ВФ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственный шум – Электромагнитное поле – Параметры МК – Освещение.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	<p>Проанализировать основные опасные факторы на ОРУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток – Механические повреждения
3. Охрана окружающей среды	– Утилизация отходов производства и потребления.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	– 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)	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Холмогоров Павел Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А4Б	Холмогорову Павлу Юрьевичу

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. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Должностной оклад НР – 17000 руб. Должностной оклад ИП – 17000 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Районный коэффициент составляет 30%. 2. Норма амортизации – 200 %
3. Используемая система налогообложения, ставки, налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	1. Отчисления на уплату во внебюджетные фонды – 30% от ФОТ.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	2. Смета затрат на проектирование.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Смета затрат на спецоборудование.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А4Б	Холмогоров Павел Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 стр., 22 рис., 60табл.,
2бисточников, 2приложения.

Ключевые слова: конденсационная электростанция, трансформатор,
электрическая схема, генератор,выключатель,разъединитель.

Объектом исследования является электрооборудование и структурная
схема Харанорской ГРЭС.

Цель работы заключается в проектировании основного
электрооборудования Харанорской ГРЭС.

При проектировании были использованы такие программные средства
как: GTCURR, MS Excel, MS Visio, а также специальные программы,
разработанные для определения перетоков мощностей через
трансформаторы.

Результатом исследования являются проведенные расчеты, на основе
которых выбрано основное электрооборудование ГРЭС.

Область применения:электроэнергетика.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

РУ СН – распределительное устройство среднего напряжения;

РУ ВН – распределительное устройство высокого напряжения;

АТ – автотрансформатор;

ТА – трансформатор тока;

ТВ – трансформатор напряжения;

G – генератор;

с. н. – собственные нужды;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

Конденсационная электростанция – тепловая электростанция, которая генерирует только электрическую энергию.

Электрооборудование – электротехнические устройства, которые предназначены для производства, распределения, преобразования, передачи или потребления электрической энергии.

Трансформатор – устройство, понижающее или повышающее напряжение.

Турбогенератор – генератор, вырабатывающий электрическую энергию и предназначенный для соединения с паровой турбиной.

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрических сетей без нагрузки.

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативного включения и отключения электрооборудования в энергосистеме в нормальных и аварийных режимах.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ХАРАНОРСКОЙ ГРЭС ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	15
1.1 Исходные данные для проектирования	15
1.2 Выбор турбогенераторов	16
1.3 Баланс мощностей	21
1.3.1 Баланс активных мощностей	21
1.3.2 Баланс реактивных мощностей	22
1.3.3 Баланс полных мощностей	23
1.4 Описание структурной схемы электростанции	24
1.5 Расчет продолжительных режимов работы	25
1.5.1 Состав продолжительных режимов	25
1.5.2 Аналитический расчет продолжительных режимов	26
1.6 Выбор силовых (авто)трансформаторов	29
1.6.1 Выбор блочных двухобмоточных трансформаторов	29
1.6.2 Выбор автотрансформаторов связи	30
1.7 Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения	35
1.8 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения	39
1.8.1 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей по продолжительным режимам работы	39
1.8.2 Расчетные условия по режимам коротких замыканий	41
1.9 Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения	53
1.10 Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения	58
1.10.1 Выбор гибких шин и токопроводов	58
1.10.2 Выбор комплектного токопровода для выводов генератора	60

1.11 Описание формы оперативного управления электрической частью объекта.....	60
1.12 Проектирование измерительной подсистемы	61
1.12.1 Выбор измерительных трансформаторов тока и измерительных приборов.....	61
1.12.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	71
1.13 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств	74
1.14 Проектирование системы электроснабжения собственных нужд	77
1.15 Анализ схемы управления выключателем.....	81
2. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
Введение.....	83
2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	84
2.1.1 Производственный шум	84
2.1.2 Электромагнитное поле.....	85
Электрическое поле промышленной частоты.....	86
Магнитное поле промышленной частоты	87
2.1.3 Параметры микроклимата	88
2.1.4 Освещение.....	90
2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	91
2.2.1 Электрический ток и молниезащита	91
2.2.2 Механические повреждения	94
2.3 Охрана окружающей среды	95
2.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	97
2.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	103
3.1 Планирование работ и их временная оценка	103
3.2 Смета затрат на проект	105
3.2.1 Материальные затраты	105

3.2.2 Амортизационные отчисления	105
3.2.3 Основная заработная плата исполнителей	106
3.2.4 Затраты на социальные нужды	107
3.2.5 Прочие затраты.....	108
3.2.6 Накладные расходы.....	108
3.3 Смета затрат на оборудование	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	112
Приложение А – Результаты расчётов баланса мощностей с помощью таблиц среды Excel.....	114
Приложение Б – Программный расчет продолжительных режимов.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Конденсационная электростанция (КЭС) — тепловая электростанция, производящая только электрическую энергию, своим названием этот тип электростанций обязан особенностям принципа работы. Исторически получила наименование «ГРЭС» — государственная районная электростанция. С течением времени термин «ГРЭС» потерял свой первоначальный смысл («районная») и в современном понимании означает, как правило, конденсационную электростанцию (КЭС) большой мощности (тысячи МВт), работающую в объединённой энергосистеме наряду с другими крупными электростанциями.

Харанорская ГРЭС является крупнейшей тепловой электростанцией в Восточном Забайкалье и самой мощной станцией Забайкальской энергосистемы. Является источником теплоснабжения посёлка Ясногорск. Установленная электрическая мощность электростанции составляет 610 МВт (или 41,4 % от общей установленной мощности электростанций Забайкальского края), тепловая мощность — 329,3 Гкал/час.

Принцип работы заключается в том, что в котёл с помощью насоса подводится питательная вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения, в свою очередь в котле идёт процесс горения. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, передающейся питательной воде, которая нагревается до температуры кипения и испаряется, получаемый пар подаётся в паровую турбину. Паровая турбина, электрогенератор и возбудитель составляют в целом турбоагрегат. В паровой турбине пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного), и потенциальная энергия сжатого и нагретого до высокой температуры пара превращается в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит в движение электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора

генератора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбудителя. Конденсатор служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разрежения, благодаря которому и происходит расширение пара в турбине. Он создаёт вакуум на выходе из турбины, поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору и расширяется, что обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу.

Цель работы заключается в проектировании электрической части КЭС. Необходимо выбрать основное электрооборудование и подходящую схему электрических соединений распределительных устройств. При этом нужно учитывать экономические показатели в целях экономии ресурсов при эксплуатации электрической станции, также необходимо обеспечить безопасность рабочего персонала и негативное воздействие КЭС на окружающую среду.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ХАРАНОРСКОЙ ГРЭС ЗАБАЙКАЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1.1 Исходные данные для проектирования

Таблица 1.1 – Данные турбогенераторов

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	210	200
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	15,75	15,75
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	8	8
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.		

Таблица 1.2 – Данные нагрузок

	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВU_нагр	0	220	500
2. Максимальная мощность одной линии Р max_нагр, МВт	0	72	250
3. Число линий с Р max_нагр	0	4	2
4. Коэффициент одновременности К одн_нагр	0	0,83	0,87
5. Коэффициент мощности CosF_нагр	0	0,76	0,8
Для всех вариантов значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме принять равным 0.8 .			

Таблица 1.3 – Данные по линиям связи с энергосистемой

Напряжение, кВ, - 500	Число линий связи объекта с энергосистемой – 2
Длина одной линии связи, км, - 830	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм,- 500/64
Количество проводов в фазе - 3	Отношение X0 / X1 для линии связи – 2,00
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.	

Таблица 1.4– Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, - 500	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, - 6400
Коэффициент ударный, о.е., - 1,81	

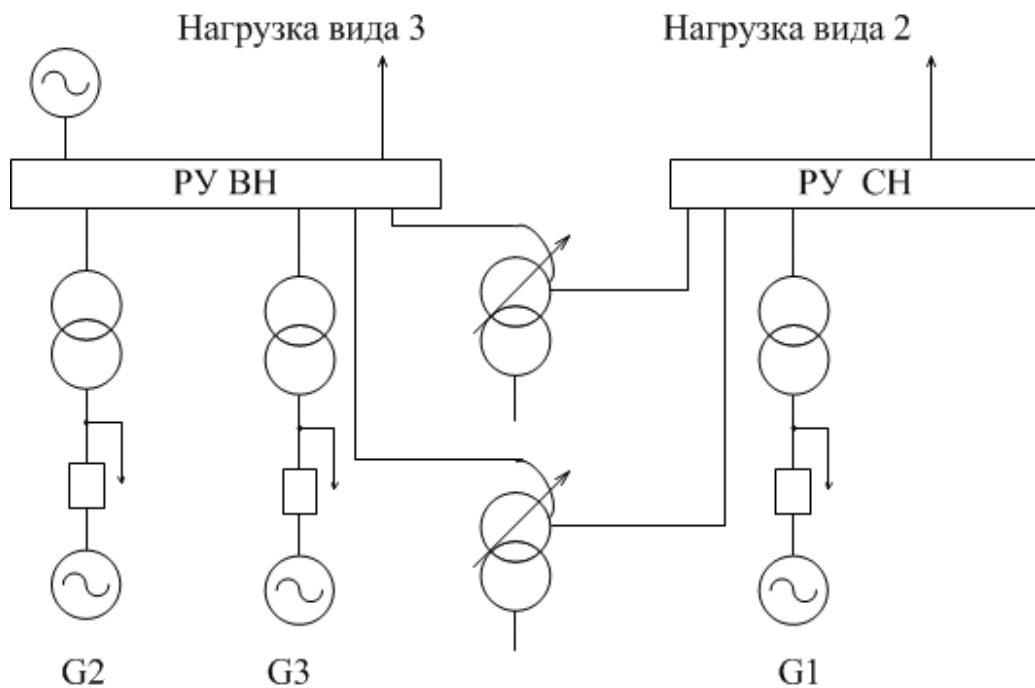


Рис. 1. Структурная схема КЭС

1.2 Выбор 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 1.5 – Параметры турбогенераторов

Тип турбогенераторов	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$\cos \varphi$	$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$X_d^{\prime\prime}, \text{от.ед.}$	$X_d, \text{от.ед.}$	$X_2, \text{от.ед.}$	$T_a^{(3)}, \text{с}$
ТГВ-200-2У3	235,5	200	0,85	8,625	15,75	0,19	1,84	0,232	0,546
ТГВ-200-2МУ3	247	210	0,85	9,06	15,75	0,225	2,0	0,2744	0,311

Продолжение таблицы 1.5

Маркировка	Схема соединения обмоток статора	Виды систем возбуждения	Описание системы охлаждения			
			Статора		Ротора	
			Обмотки	Стали	Обмотки	Бочки
ТГВ-200-2У3	У-У	ТС(ТН) (СТВ-300)	НВ	НВ	НВ	НВ
ТГВ-200-2МУ3	У		Н/Водой	НВ	НВ	НВ

Пояснение буквенной части:

ТГВ-200-2У3:

ТГ – турбогенератор;

В – водородное охлаждение;

200 – 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;

ТС(ТН) – тиристорная система самовозбуждения (тиристорная система независимого возбуждения с возбудителем переменного тока);

К – косвенное охлаждение;

Н – непосредственное охлаждение;

В – водородное.

ТГВ-200-2МУ3:

ТГ – турбогенератор;

В – водородно-водяное охлаждение обмоток;

210 – номинальная мощность, МВт;

2 – количество полюсов;

М – модификация;

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

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Описание систем охлаждения турбогенераторов

В турбогенераторах ТГВ-200 циркуляция водорода создается компрессором, установленным на валу ротора со стороны контактных колец. Обмотка статора охлаждается по общей схеме: со входом холодной жидкости в каналы стержней обмотки со стороны контактных колец и выходом нагретой жидкости со стороны турбины. Паз статора ТГВ-200 состоит из двух рядов элементарных проводников прямоугольного сечения. Между ними уложены полые тонкостенные трубки, также прямоугольного сечения, по которым проходит охлаждающий газ. Стенки трубок выполнены из нержавеющей стали для уменьшения потерь на вихревые токи и покрыты тонким слоем изоляции. Для уменьшения гидравлического сопротивления сечение каналов принято достаточно большим. Обмотка ротора у турбогенератора ТГВ-200 охлаждается так, что холодный водород подается в полые проводники со стороны лобовых частей, а нагретый – выходит в центре ротора. Сердечник статора турбогенератора ТГВ-200 охлаждается водородом, проходящим по радиальным каналам со стороны спинки в зазор. Газоохладители турбогенератора ТГВ-200 встроены в корпус со стороны турбины [2, с. 47].

Описание систем возбуждения турбогенераторов

На турбогенераторах ТГВ-200 используется тиристорная система самовозбуждения (рис 1.1) либо тиристорная система независимого возбуждения с возбудителем переменного тока (рис. 1.2).

1) Тиристорная система самовозбуждения:

- VD – неуправляемые вентили;
- VS – управляемые вентили;
- APB – автоматический регулятор возбуждения;
- G – основной генератор;
- LG – обмотка ротора основного генератора;
- ТА – трансформатор силового компаундирования;
- TE – выпрямительный трансформатор.

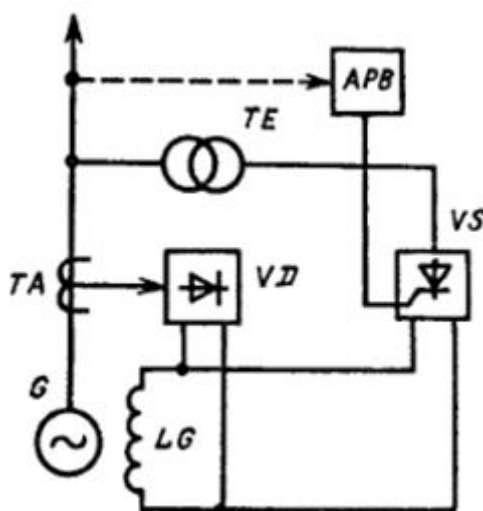


Рис. 1.1. Принципиальная схема тиристорной системы самовозбуждения

2) Тиристорная система независимого возбуждения с возбудителем переменного тока:

- G – основной генератор;
- LG – обмотка ротора основного генератора;
- GE – синхронный вспомогательный генератор;
- VS1 – рабочая группа тиристоров;
- VS2 – форсировочная группа тиристоров.

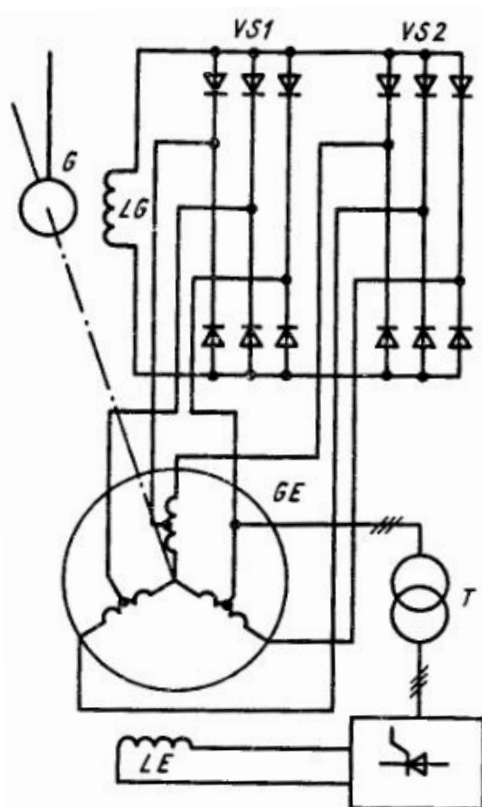


Рис. 1.2. Принципиальная схема тиристорной системы независимого возбуждения с возбудителем переменного тока

1.3 Баланс мощностей

1.3.1 Баланс активных мощностей

1) Суммарная активная мощность генераторов – установленная мощность электростанции:

$$P_{уст} = \sum_{i=1}^n n_{Гi} \cdot P_{номГi} = 1 \cdot 210 + 2 \cdot 200 = 610 \text{ МВт},$$

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

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

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

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot P_{уст}}{100} = \frac{8 \cdot 610}{100} = 48,8 \text{ МВт},$$

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

3) Активная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=220$ кВ:

$$P_{рас}^{СН} = K_{одн} \cdot N_W \cdot P_{max}^{СН} = 0,83 \cdot 4 \cdot 72 = 239,04 \text{ МВт},$$

где $K_{одн}$ – коэффициент одновременности;

N_W – число линий нагрузки на данном напряжении.

4) Активная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ ВН $U_1=500$ кВ:

$$P_{рас}^{ВН} = K_{одн} \cdot N_W \cdot P_{max}^{ВН} = 0,87 \cdot 2 \cdot 250 = 435 \text{ МВт}$$

5) Суммарная мощность, отдаваемая внешним потребителям:

$$P_{рас}^{\Sigma} = P_{рас}^{ВН} + P_{рас}^{СН} = 435 + 239,04 = 674,04 \text{ МВт}$$

6) Переток активной мощности в энергосистему (резерв):

$$P_{переток} = P_{уст} - P_{рас}^{\Sigma} - P_{с.н.} = 610 - 674,04 - 48,8 = -112,84 \text{ МВт}$$

1.3.2 Баланс реактивных мощностей

1) Суммарная реактивная мощность генераторов:

$$Q_{\Sigma\Gamma} = \sum_{i=1}^n n_{\Gamma i} \cdot Q_{\text{ном}\Gamma i} = 1 \cdot 130,146 + 2 \cdot 123,949 = 378,044 \text{ МВар},$$

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

$n_{\Gamma i}$ – количество i -ых генераторов;

$$Q_{\text{ном}\Gamma 1} = \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\Gamma 1})) \cdot P_{\text{ном}\Gamma 1} = \text{tg}(\arccos(0,85)) \cdot 210 = \\ = 0,62 \cdot 210 = 130,146 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ном}\Gamma 2} = \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\Gamma 2})) \cdot P_{\text{ном}\Gamma 2} = \text{tg}(\arccos(0,85)) \cdot 200 = \\ = 0,62 \cdot 200 = 123,949 \text{ МВар}$$

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

$$Q_{\text{с.н.}} = \frac{K_{\text{с.н.}} \cdot Q_{\Sigma\Gamma}}{100} = \frac{8 \cdot 378,044}{100} = 30,244 \text{ МВар},$$

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

3) Реактивная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=220$ кВ:

$$Q_{\text{рас}}^{CH} = K_{\text{одн}} \cdot N_W \cdot Q_{\text{max}}^{CH} = 0,83 \cdot 4 \cdot 61,572 = 204,418 \text{ МВар},$$

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

N_W – число линий нагрузки на данном напряжении;

$$Q_{\text{max}}^{CH} = \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\text{нагр}2})) \cdot P_{\text{max}}^{CH} = \text{tg}(\arccos(0,76)) \cdot 72 = \\ = 0,855 \cdot 72 = 61,572 \text{ МВар}$$

4) Реактивная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ ВН $U_1=500$ кВ:

$$Q_{\text{рас}}^{BH} = K_{\text{одн}} \cdot N_W \cdot Q_{\text{max}}^{BH} = 0,83 \cdot 4 \cdot 187,5 = 326,25 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{max}}^{BH} = \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\text{нагр}3})) \cdot P_{\text{max}}^{BH} = \text{tg}(\arccos(0,8)) \cdot 250 = \\ = 0,75 \cdot 250 = 187,5 \text{ МВар}$$

5) Суммарная нагрузка:

$$Q_{рас}^{\Sigma} = Q_{рас}^{BH} + Q_{рас}^{CH} = 204,418 + 326,25 = 530,668 \text{ Мвар}$$

6) Переток реактивной мощности в энергосистему:

$$Q_{переток} = Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{рас}^{\Sigma} - Q_{с.н.} = 378,044 - 30,244 - 530,668 = -182,867 \text{ Мвар}$$

1.3.3 Баланс полных мощностей

1) Суммарная полная мощность генераторов:

$$S_{\Sigma\Gamma} = \sqrt{P_{усм}^2 + Q_{\Sigma\Gamma}^2} = \sqrt{610^2 + 378,044^2} = 717,647 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

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

$$S_{с.н.} = \frac{K_{с.н.} \cdot S_{\Sigma\Gamma}}{100} = \frac{8 \cdot 717,647}{100} = 57,412 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

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

3) Полная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ СН $U_2=220$ кВ:

$$S_{рас}^{CH} = \frac{P_{рас}^{CH}}{\cos \varphi_{CH}} = \frac{239,04}{0,76} = 314,526 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

4) Полная нагрузка внешних потребителей электроустановки на напряжении РУ ВН $U_1=500$ кВ:

$$S_{рас}^{BH} = \frac{P_{рас}^{BH}}{\cos \varphi_{BH}} = \frac{435}{0,8} = 543,75 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

5) Суммарная нагрузка:

$$S_{рас}^{\Sigma} = \sqrt{(P_{рас}^{\Sigma})^2 + (Q_{рас}^{\Sigma})^2} = \sqrt{(674,04)^2 + (530,668)^2} = 858,276 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

6) Переток полной мощности в энергосистему:

$$S_{переток} = \sqrt{P_{переток}^2 + Q_{переток}^2} = \sqrt{(-112,84)^2 + (-182,876)^2} = 214,88 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

1.4 Описание структурной схемы электростанции

На рисунке 1.3 приведена структурная схема электростанции. Условно на каждом распределительном устройстве покажем нагрузку в виде одной отходящей линии.

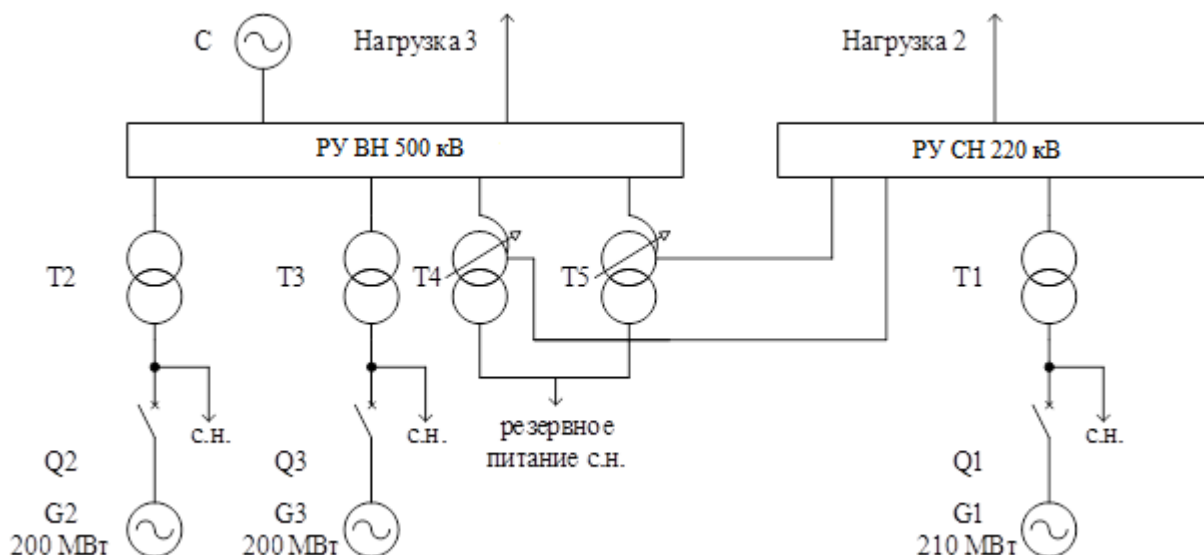


Рисунок 1.3 – Структурная схема электростанции

Опишем структурную схему:

1) Число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой представлены в таблице 1.6:

Таблица 1.6 – Количество и мощность турбогенераторов

Количество	Мощность, МВт	Маркировка
1	210	ТГВ–200–2МУ3 (G1)
2	200	ТГВ–200–2У3 (G2 и G3)

2) Число распределительных устройств: 2 (РУ ВН и РУ СН)

3) Напряжения распределительных устройств:

- РУ ВН 500 кВ
- РУ СН 220 кВ

4) Связи между распределительными устройствами разного напряжения представлены в таблице 1.7:

Таблица 1.7 – Связи между распределительными устройствами

Связь между РУ	Количество	Вид связи
РУ ВН 500 кВ и РУ СН 220 кВ	2	автотрансформаторная (Т4 и Т5)

Схема подключения генераторов к распределительным устройствам:

Подключение генераторов к распределительным устройствам осуществляется по схеме блока генератор-двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем (G1-T1, G2-T2, G3-T3).

1.5 Расчет продолжительных режимов работы

1.5.1 Состав продолжительных режимов

Перечень режимов работы представлен в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Состав продолжительных режимов

Название режима	Описание
Нормальные режимы	
Режим максимальных нагрузок	Расчетная максимальная нагрузка на РУ КЭС
Режим минимальных нагрузок на РУ СН	Снижение нагрузки на РУ СН
Утяжеленные режимы	
Послеаварийный на РУ СН	Отключение самого мощного блока генератор-двухобмоточный трансформатор от РУ СН
Ремонтный РУ ВН - РУ СН	Отключение одного из автотрансформаторов связи РУ ВН - РУ СН

1.5.2 Аналитический расчет продолжительных режимов

Структурная схема КЭС представлена на рисунке 1.4.

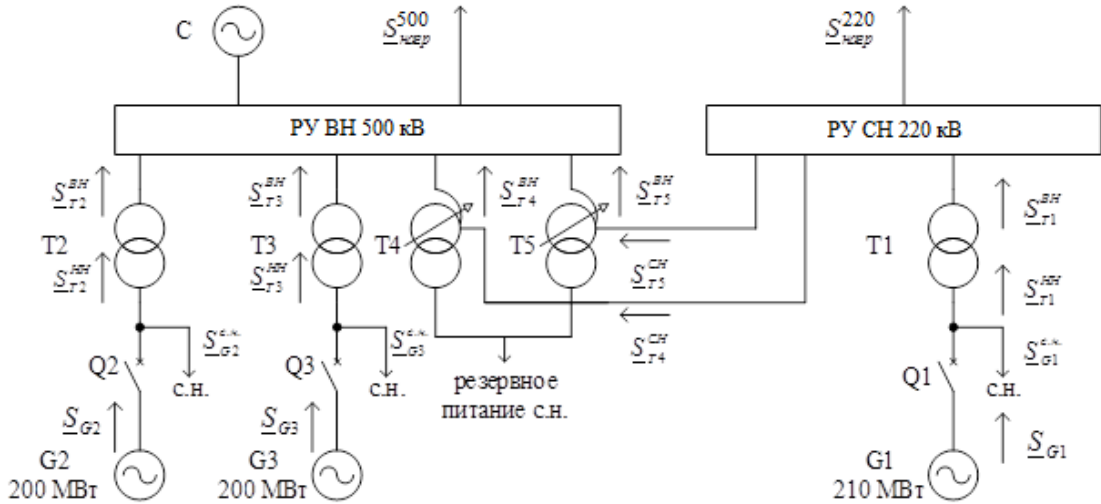


Рисунок 1.4 – Структурная схема КЭС

1) Значения полных мощностей для внешних потребителей и генераторов:

$$P = P_{\text{лин. макс}} \cdot m \cdot K_{\text{од}}; \quad Q = P \cdot \text{tg}(\arccos(K_{\text{моц}})); \quad S = P + jQ;$$

$$P_{\text{нагр}}^{500} = 435 \text{ МВт}$$

$$P_{G1} = 210 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{нагр}}^{500} = 326,25 \text{ Мвар}$$

$$Q_{G1} = 130,146 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{\text{нагр}}^{500} = 435 + j326,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\underline{S}_{G1} = 210 + j130,146 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$P_{\text{нагр}}^{220} = 239,04 \text{ МВт}$$

$$P_{G2} = P_{G3} = 200 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{нагр}}^{220} = 204,418 \text{ Мвар}$$

$$Q_{G2} = Q_{G3} = 123,949 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{\text{нагр}}^{220} = 239,04 + j204,418 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad \underline{S}_{G2} = \underline{S}_{G3} = 200 + j123,949 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

2) Определим полные мощности для внутренних потребителей:

- Для генератора G1:

$$P_{G1}^{\text{с.н.}} = P_{G1} \cdot K_{\text{с.н.}} = 210 \cdot 0,08 = 16,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{G1}^{\text{с.н.}} = Q_{G1} \cdot K_{\text{с.н.}} = \text{tg}(\arccos(\cos \varphi_{G1})) \cdot P_{G1} \cdot K_{\text{с.н.}} = \text{tg}(\arccos(0,85)) \cdot 210 \cdot 0,08 = 10,412 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G1}^{\text{с.н.}} = 16,8 + j10,412 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- Для генераторов G2 и G3:

$$P_{G2}^{c.n.} = P_{G3}^{c.n.} = P_{G2} \cdot K_{c.n.} = 200 \cdot 0,08 = 16 \text{ МВт}$$

$$Q_{G2}^{c.n.} = Q_{G3}^{c.n.} = Q_{G2} \cdot K_{c.n.} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_{G2})) \cdot P_{G2} \cdot K_{c.n.} = \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) \cdot 200 \cdot 0,08 = 9,916 \text{ Мвар}$$

$$\underline{S}_{G2}^{c.n.} = \underline{S}_{G3}^{c.n.} = 16 + j9,916 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через трансформатор T1:

$$\underline{S}_{G1} = \underline{S}_{T1}^{HH} + \underline{S}_{G1}^{c.n.} \Rightarrow \underline{S}_{T1}^{HH} = \underline{S}_{G1} - \underline{S}_{G1}^{c.n.}$$

$$\underline{S}_{T1}^{BH} = \underline{S}_{T1}^{HH} = \underline{S}_{G1} - \underline{S}_{G1}^{c.n.} = 210 + j130,146 - 16,8 - j10,412 = 193,2 + j119,734 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- По балансу мощностей найдем потоки мощности, протекающие через трансформаторы T2 и T3:

$$\underline{S}_{G2} = \underline{S}_{T2}^{HH} + \underline{S}_{G2}^{c.n.} \Rightarrow \underline{S}_{T2}^{HH} = \underline{S}_{G2} - \underline{S}_{G2}^{c.n.}$$

$$\underline{S}_{T2}^{BH} = \underline{S}_{T2}^{HH} = \underline{S}_{G2} - \underline{S}_{G2}^{c.n.} = 200 + j123,949 - 16 - j9,916 = 184 + j114,033 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\underline{S}_{T3}^{BH} = \underline{S}_{T2}^{BH} = 184 + j114,033 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- По балансу мощностей для РУ СН 220 кВ найдем потоки мощности, протекающие через автотрансформаторы T4 и T5:

$$\underline{S}_{T4}^{CH} + \underline{S}_{T5}^{CH} = \underline{S}_{T1}^{BH} - \underline{S}_{нагр}^{220} = 193,2 + j119,734 - 239,04 - j204,418 = -45,84 - j84,683 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

- Для одного автотрансформатора связи:

$$\underline{S}_{T4}^{CH} = \underline{S}_{T5}^{CH} = \frac{-45,84 - j84,683}{2} = -22,92 - j42,342 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{T4}^{CH} = S_{T5}^{CH} = \sqrt{(-22,92)^2 + (-42,342)^2} = 48,147 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

В таблице 1.9 приведен переток мощности через один автотрансформатор связи для конденсационной электростанции:

Таблица 1.9 – Переток через автотрансформатор связи

Исходный режим	Перетоки полной мощности, МВ·А	$S_{расч}^{реж}$, МВ·А
1	$-22,920 - j42,341$	-48,147
2	$12,963 - j11,679$	17,428
3	$-123,720 - j104,812$	-162,148
4	$-87,864 - j74,149$	-114,970

В таблице 1.10 показан переток мощности через один автотрансформатор связи в расчетном ремонтном режиме для конденсационной электростанции:

Таблица 1.10 – Переток через автотрансформатор связи

Исходный режим	Перетоки полной мощности, МВ·А	$S_{расч}^{реж}$, МВ·А
1	$-45,840 - j84,683$	-96,294
2	$25,872 - j23,358$	34,856
3	$-247,440 - j209,624$	-324,297
4	$-175,728 - j148,298$	-229,941

Примечание к таблицам:

Графа «Исходный режим»:

- 1 – режим максимальных нагрузок;
- 2 – режим минимальных нагрузок;
- 3 – режим максимальных нагрузок, послеаварийный;
- 4 – режим минимальных нагрузок, послеаварийный.

Знак «+» соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН, знак «-» соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН.

Максимальный переток полной мощности наблюдается в послеаварийном ремонтном режиме на РУ СН при максимальной нагрузке на РУ СН, поэтому:

$$S_{расч}^{реж} = 162,14860 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{расч}^{ремонт.реж} = 324,29720 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

1.6 Выбор силовых (авто)трансформаторов

1.6.1 Выбор блочных двухобмоточных трансформаторов

Выбор производится либо по полной мощности генератора, либо по перетоку через НН блочного трансформатора с учетом рабочего питания собственных нужд:

$$S_{ном} \geq S_{Т1,Т2,Т3}^{НН}$$

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

Выбор двухобмоточных трансформаторов осуществляем по [1, табл. 3.6, с. 146] и [1, табл. 3.8, с. 156].

Таблица 1.11 – Двухобмоточные трансформаторы

Генератор			Трансформатор				Рис., обозначение на схеме
S_G МВ·А	U_G кВ	$U_{РУ}$ кВ	$S_{ТРЕБ.}^{НОМ}$ МВ·А	Тип	$U_{НН}$ кВ	$U_{ВН}$ кВ	
247	15,75	220	212,424	ТДЦ – 250000/220	15,75	242	1.4, Т1
235,3	15,75	500	202,309	ТДЦ – 250000/500	15,75	525	1.4, Т2
235,3	15,75	500	202,309	ТДЦ – 250000/500	15,75	525	1.4, Т3

Пример выбора блочного двухобмоточного 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 совпадает с классом напряжений 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:

$$S_{треб.}^{ном} = \frac{S_{Г1}^{НН}}{K_{нагр.}^{сист.}} = \frac{\sqrt{193,2^2 + 119,734^2}}{1,07} = \frac{227,294}{1,07} = 212,424 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $K_{нагр.}^{сист.} = 1,07$ [1, табл. 1.36, с. 52]. Данный коэффициент выбирается по алгоритму:

1. Сначала по [1, табл. 3.6, с. 146] определяем вид охлаждения двухобмоточного 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.

1.6.2 Выбор автотрансформаторов связи

Выбор автотрансформаторов осуществляем по [1, табл. 3.8, с. 156].

Таблица 1.12 – Выбранный автотрансформатор

$S_{треб.}^{ном}$, МВ·А	Трансформатор			
	Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{СН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
231,641	АТДЦТН –500000/500/220	500	220	10,5; 38,5 230

Пример выбора автотрансформатора связи:

- 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 автотрансформатора должна совпадать с классом напряжения РУ ВН, а обмотка СН – с классом напряжения РУ СН.
- 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:

$$S_{ном}^{треб} = \max \left\{ \frac{S_{расч}^{реж}}{K_{нагр}^{сист}}; \frac{S_{расч}^{ремонт.реж}}{K_{перег}^{авар}} \right\} = \max \left\{ \frac{162,148}{1,07}; \frac{324,297}{1,4} \right\} = 231,641 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $K_{нагр}^{сист} = 1,07$, $K_{перег}^{авар} = 1,4$ [1, табл. 1.36, с. 52]. Данные коэффициенты

выбираются по алгоритму:

1. Сначала по [1, табл. 3.8, с. 156] определяем вид охлаждения автотрансформатора, 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 и коэффициент аварийной перегрузки для данного автотрансформатора.

Таблица 1.13 – Справочные данные выбранного оборудования

Обозначение на схеме	Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$, кВ			Потери, кВт			
			ВН	СН	НН	P_{XX}	P_K		
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
T1	ТДЦ – 250000/220	250	525	–	15,75	205	–	590	–
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	250	347	–	15,75	205	–	590	–
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	250	500	230	10,42	220	1050	–	–

Продолжение таблицы 1.13

Обозначение на схеме	Тип	U_K , %			Цена, тыс. руб.	
		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	заводская	с учетом установки [1, табл. 10.3, с. 550]
T1	ТДЦ – 250000/220	–	13	–	335	452,25
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	–	11	–	305,6	412,56
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	10	35	24	375,5	506,925

Продолжение таблицы 1.13

Обозначение на схеме	Тип	Встроенные ТА	
		Место установки	Количество
T1	ТДЦ – 250000/220	На вводе ВН	По 2
		На вводе нейтрали	2
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	На вводе ВН	По 2
		На вводе нейтрали	2
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	На вводе ВН	По 2
		На вводе СН	По 2
		В каждой фазе НН	По 2

Продолжение таблицы 1.13

Обозначение на схеме	Тип	Схема и группа соединения обмоток
T1	ТДЦ – 250000/220	Y/Δ-11
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	Y/Δ-11
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	Y _{авто} /Δ-0-11

Таблица 1.14 – Пояснение маркировки трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1	ТДЦ – 250000/220	Т – трехфазный ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла 250000 – номинальная мощность, кВ·А 220 – класс напряжения обмотки ВН, кВ
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	Т – трехфазный ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла 250000 – номинальная мощность, кВ·А 500 – класс напряжения обмотки ВН, кВ
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	А – автотрансформатор Т – трехфазный ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла Т – трехобмоточный Н – наличие системы регулирования напряжения 250000 – номинальная мощность, кВ·А 500 – класс напряжения обмотки ВН, кВ 220 – класс напряжения обмотки СН, кВ

Таблица 1.15 – Описание систем охлаждения трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1	ТДЦ – 250000/220	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.
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью.
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	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.

4) Описание встроенных регуляторов напряжения трансформаторов [1, табл. 3.2, с. 116] представлено в таблице 1.16:

Таблица 1.16 – Типы встроенных регуляторов напряжения

Обозначение на схеме	Тип	Регулирование напряжения
T1	ТДЦ – 250000/220	Без регулирования
T2, T3	ТДЦ – 250000/500	Без регулирования
T4, T5	АТДЦТН – 250000/500/220	РПН в нейтрали ВН от -11,047%, до 9,3% ±8 ступеней

1.7 Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения

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.

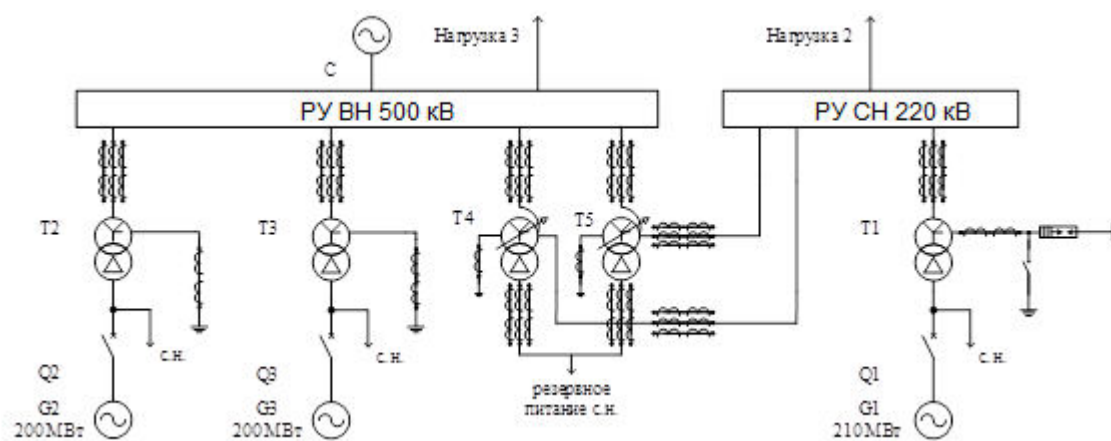
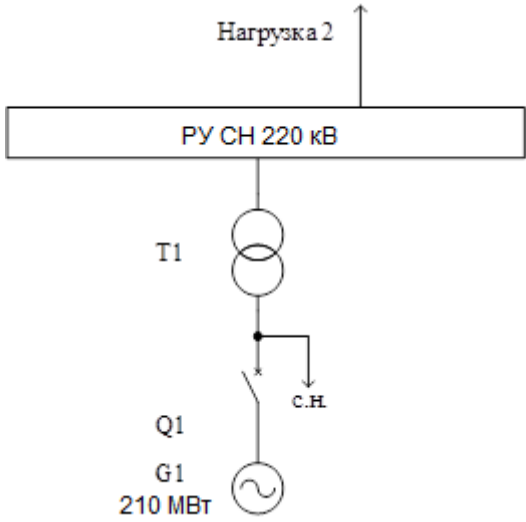


Рисунок 1.5 – Структурная схема КЭС

Описание расчетного присоединения представлено в таблице 1.17:

Таблица 1.17 – Описание расчетного присоединения

	<p>Расчетным присоединением является блок-генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ СН 220 кВ. Соединение содержит генератор типа ТГВ–200–2МУЗ, с номинальной активной мощностью $P_{\text{ном}} = 210$ кВт; двухобмоточный трансформатор типа ТДЦ – 250000/500, с номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 250$ МВ·А и распределительное устройство среднего напряжения РУ СН напряжением $U_{\text{ном}} = 220$ кВ.</p>
---	--

Ниже представлен рисунок схемы блок генератор – двухобмоточный трансформатор со всеми видами комплектов защит.

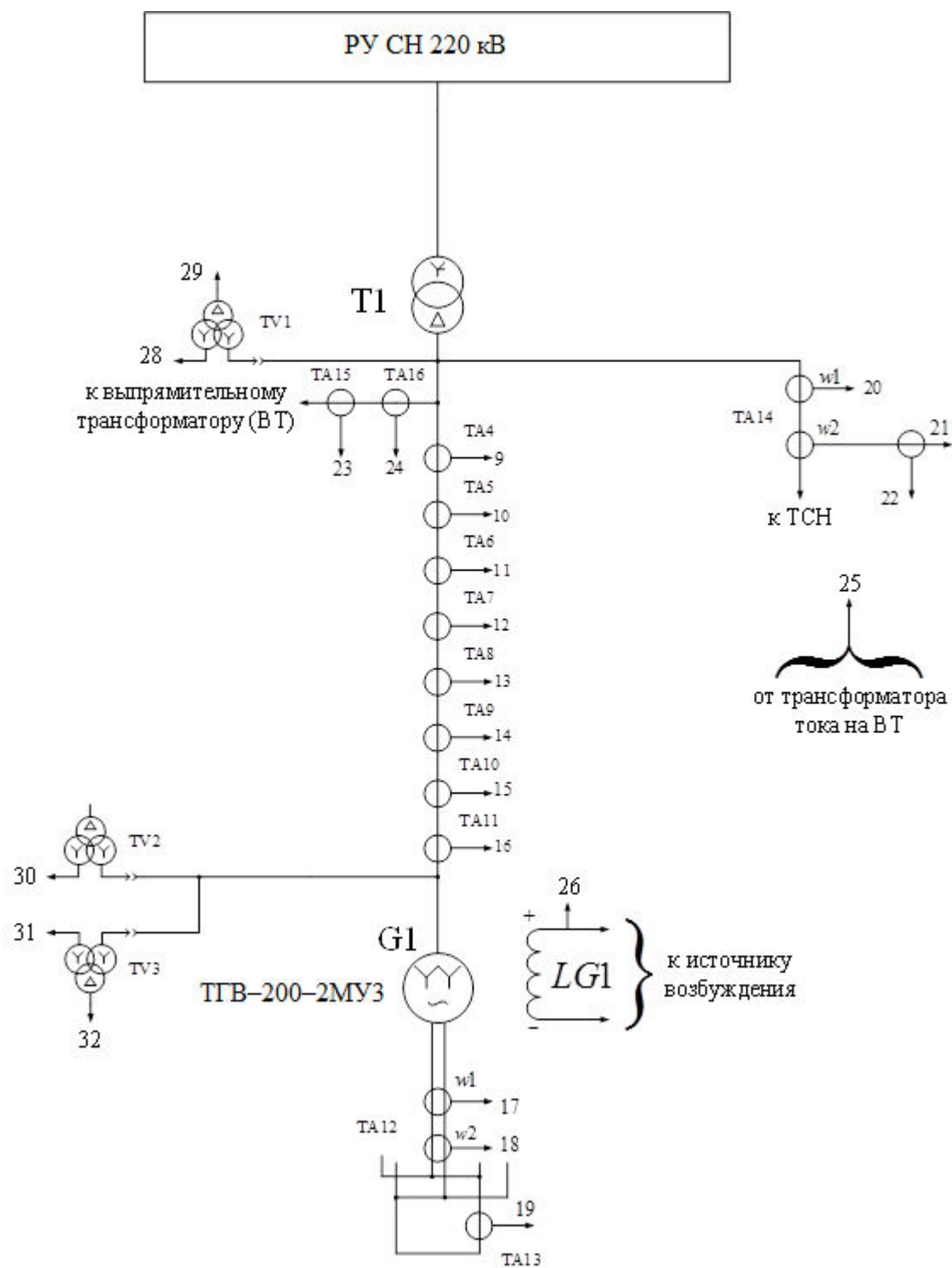


Рисунок 1.6 –Схема электрических соединений для выводов генератора, входящего в расчетное присоединение, от обмотки статора до блочного трансформатора

Таблица 1.18 – Обозначения комплектов защит на рисунке 1.6

1,18	Резервная дифференциальная защита блока
2,16,22	Дифференциальная защита трансформатора
3	Реле тока УРОВ 110-220 кВ и защита шин 220 кВ (резервный комплект)
4	Защита шин 110-220 кВ (основной комплект)
5	Реле контроля тока
6	Резерв
7	Защита от однофазных к.з. в сети с большим током замыкания на землю
8	К аварийному осциллографу
9,17	Продольная дифференциальная защита генератора
10	АРВ (основное возбуждение)
11,12	Измерительные приборы и преобразователи для РАС
13	Аварийный осциллограф
14	Защиты от симметричных перегрузок и от несимметричных к.з.
15	Защиты от симметричных к.з. и от асинхронного режима при потере возбуждения
19	Поперечная дифференциальная защита генератора
20	Дифференциальная защита ТСН
21	Реле тока УРОВ, дистанционная защита ТСН, измерительные приборы
23,24	Защита выпрямительного трансформатора
25	Защита ротора от перегрузки
26	Защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения
27	Газовая защита
28,29	Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (резервный комплект), устройство блокировки
30	Устройство регулирования напряжения (АРВ)
31,32	Измерительные приборы, преобразователи для РАС, устройства автоматики, защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора(основной комплект)

1.8 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей выбранного присоединения

1.8.1 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 $I_{рем, max}$.

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 $I_{наб, max}$.

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].

Приведем расчетные формулы для присоединений и сборных шин в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Выражения для расчета токов продолжительного режима

	Присоединение, сборные шины	$I_{норм}$	$I_{макс}$
1	Генератор G1	$I_{норм}^{G1} = \frac{P_{норм}}{\sqrt{3} U_{норм} \cos \varphi_{норм}}$	$I_{макс}^{G1} = \frac{P_{норм}}{\sqrt{3} U_{норм} \cdot 0,95 \cos \varphi_{норм}}$
2.	Трансформатор		
2.1.	Блочный Т1:		
	сторона НН	$I_{норм} = \frac{S_{норм}^{T1}}{\sqrt{3} U_{норм}^{G1}}$	$I_{макс} = \frac{S_{норм}^{T1}}{\sqrt{3} U_{норм}^{G1} \cdot 0,95}$
	сторона ВН	$I_{норм} = \frac{S_{норм}^{T1}}{\sqrt{3} U_{ру}^{CH}}$	$I_{макс} = \frac{S_{норм}^{T1}}{\sqrt{3} U_{ру}^{CH} \cdot 0,95}$
2.2.	Связи Т4, Т5:		
	сторона СН	$I_{норм} = \frac{S_{норм}^{T4}}{\sqrt{3} U_{ру}^{CH}}$	$I_{макс} = I_{норм} K_{перез}$
3.	Нагрузка на РУ СН 220 кВ	$I_{норм} = \frac{S_{нагр}^{CH}}{n \sqrt{3} U_{норм}^{CH}}$	$I_{макс} = \frac{n}{(n-1)} I_{норм}$
4.	Сборные шины РУ СН 220 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	

Рассчитаем токи продолжительных режимов для участков расчетного присоединения (таблица 1.20).

Таблица 1.20 – Значение токов продолжительных режимов

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{норм}$, кА	Развернутая формула	$I_{макс}$, кА
G1	Генератор	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	9,05 6	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85 \cdot 0,95}$	9,53 3
T1	Блочный трансформатор:				
	сторона НН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75}$	9,16 4	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95}$	9,64 7
	сторона ВН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220}$	0,65 6	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95}$	0,69 1
T4, T5	Автотрансформаторы связи:				
	сторона СН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220}$	0,65 6	0,656·1,4	0,91 9
Нагрузка 2	Нагрузка, U=220 кВ	$\frac{314,526}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220}$	0,20 6	$\frac{6}{6-1} \cdot 0,076$	0,27 5
РУ СН 220кВ	Сборные шины	–	0,65 6	–	0,91 9

1.8.2 Расчетные условия по режимам коротких замыканий

Для целей расчётов в структурную схему (рис. 1.7) 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 РУ СН 220 кВ и на выводах генератора G1.

Структурная схема КЭС для расчета трехфазного короткого замыкания показана на рисунке 1.7.

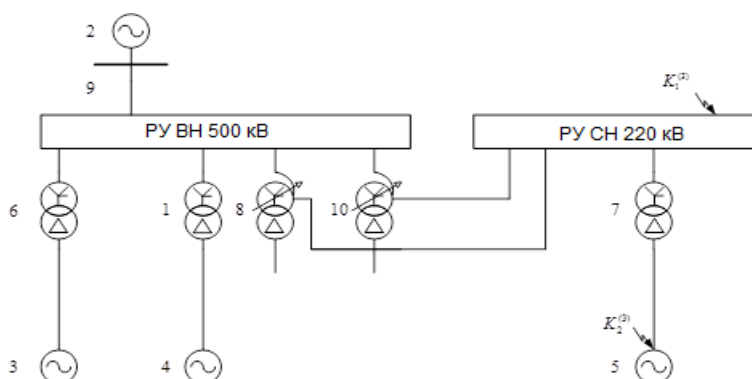


Рисунок 1.7– Структурная схема КЭС для расчета трехфазного КЗ

На основе структурной схемы электроустановки и намеченного места повреждения составим схему замещения (рис. 1.8), 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.

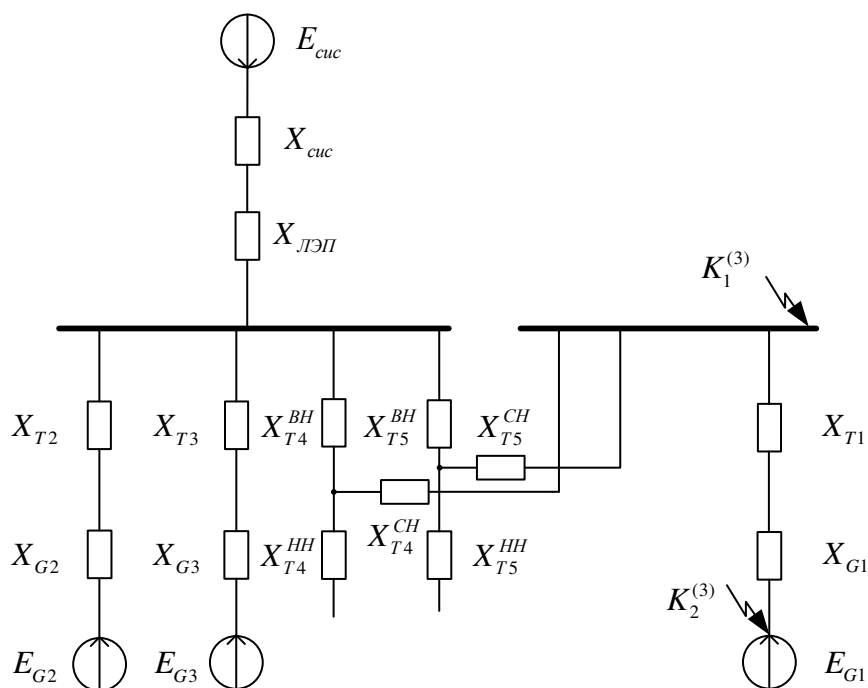


Рисунок 1.8 – Схема замещения для расчета трехфазного КЗ

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

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$U_{\sigma 1} = 230 \text{ кВ}; I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА};$$

$$U_{\sigma 2} = 15,75 \text{ кВ}; I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 \text{ кА};$$

Базисные величины:

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

Расчетные формулы для сопротивлений трансформаторов, генераторов приведены в [2, с. 131].

1) Система:

$$E_{сис} = 1 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис} = \frac{S_{\sigma}}{S_{к}} = \frac{1000}{6400} = 0,156 \text{ о.е.}$$

2) Линия связи:

$$X_{ЛЭП} = X_{22} = \frac{x_l}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2},$$

где для АС 500/64 $x_0=0,304$ Ом/км и $L=830$ км [1, табл. 7.39, с.432]

$$X_{22} = \frac{x_{л1}}{2} = \frac{1}{2} \cdot 0,304 \cdot 830 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,476 \text{ о.е.}$$

3) Турбогенератор G1:

$$X_{G1} = X_1 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,255 \cdot \frac{1000}{247} = 1,032 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_{Б2}} = \frac{15,75}{15,75} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_{Б2}} = \frac{9,06}{36,657} = 0,247 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$E_{G1} = E_1 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G1})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G1} + I_{*ном} \cdot x_{G1})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,527 + 0,247 \cdot 1,032)^2} = 1,155 \text{ о.е.}$$

4) Трансформатор T1:

$$X_{T1} = X_4 = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,13 \cdot \frac{1000}{250} = 0,52 \text{ о.е.}$$

5) Турбогенераторы G2 и G3:

$$X_{G2} = X_{G3} = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,807 \text{ о.е.}$$

$$U_{*ном} = \frac{U_{ном}}{U_{Б2}} = \frac{15,75}{15,75} = 1 \quad I_{*ном} = \frac{I_{ном}}{I_{Б2}} = \frac{9,06}{36,657} = 0,247 \text{ о.е.}$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527$$

$$E_{G2} = E_{G3} = E_2 = E_3 = \sqrt{(U_{*ном} \cdot \cos \varphi_{G2})^2 + (U_{*ном} \cdot \sin \varphi_{G2} + I_{*ном} \cdot x_{G2})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,527 + 0,235 \cdot 0,807)^2} = 1,112 \text{ о.е.}$$

6) Трансформаторы Т2 и Т3:

$$X_{T2} = X_{T3} = X_5 = X_6 = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,11 \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \text{ о.е.}$$

7) Автотрансформаторы связи Т4 и Т5:

$$U_{KA} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KBH-HH\%} - U_{KCH-HH\%}) = 0,5(10 + 35 - 24) = 10,5\%$$

$$U_{KB} = 0,5(U_{KBH-CH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-HH\%}) = 0,5(10 + 24 - 35) = -0,5\% \approx 0\%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KBH-HH\%} + U_{KCH-HH\%} - U_{KBH-CH\%}) = 0,5(35 + 24 - 10) = 24,5\%$$

$$X_{T4}^{BH} = X_{T5}^{BH} = X_7 = X_8 = \frac{U_{KA\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,105 \cdot \frac{1000}{250} = 0,42 \text{ о.е.}$$

$$X_{T4}^{CH} = X_{T5}^{CH} = X_9 = X_{10} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0 \cdot \frac{1000}{250} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{T4}^{HH} = X_{T4}^{HH} = X_{11} = X_{12} = \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 0,245 \cdot \frac{1000}{250} = 0,98 \text{ о.е.}$$

1) Произведем расчет для трехфазного короткого замыкания для точки $K_1^{(3)}$ (РУ СН 220 кВ).

На рисунке 1.9 демонстрируются действия по преобразованию расчетной схемы.

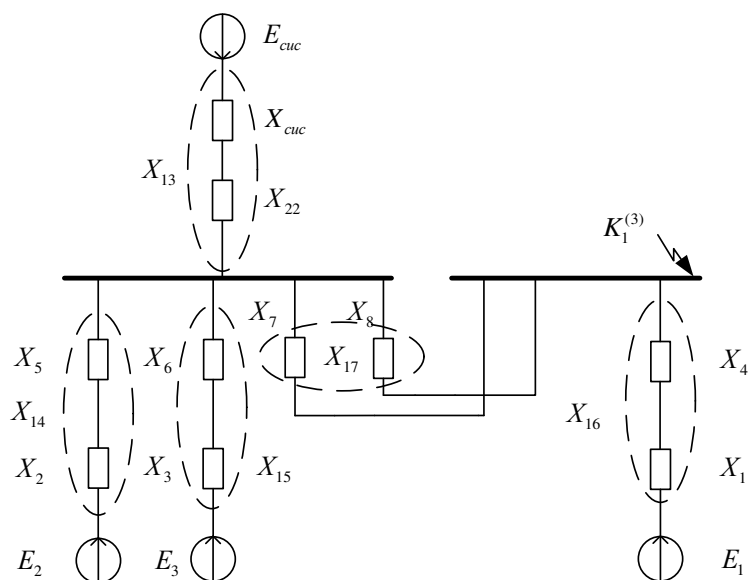


Рисунок 1.9 – Преобразование схемы замещения

$$X_{13} = X_{suc} + X_{22} = 0,156 + 0,476 = 0,632 \text{ о.е.}$$

$$X_{14} = X_2 + X_5 = 0,807 + 0,44 = 1,247 \text{ о.е.}$$

$$X_{15} = X_3 + X_6 = 0,807 + 0,44 = 1,247 \text{ о.е.}$$

$$X_{16} = X_1 + X_4 = 1,032 + 0,52 = 1,552 \text{ о.е.}$$

$$X_{17} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{0,42 \cdot 0,42}{0,42 + 0,42} = 0,21 \text{ о.е.}$$

Т.к. X_9 и X_{10} примерно равны нулю, то на схеме мы их не отображаем.

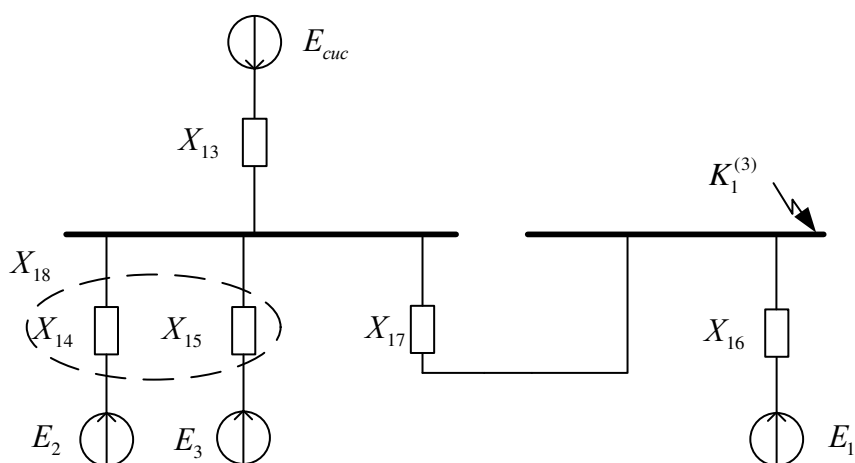


Рисунок 1.10 – Преобразование схемы замещения

$$E_4 = \frac{E_2 \cdot X_{15} + E_3 \cdot X_{14}}{X_{15} + X_{14}} = \frac{(1,112 \cdot 1,247) + (1,112 \cdot 1,247)}{1,247 + 1,247} = 1,112 \text{ о.е.}$$

$$X_{18} = \frac{X_{15} \cdot X_{14}}{X_{15} + X_{14}} = \frac{1,247 \cdot 1,247}{1,247 + 1,247} = 0,624 \text{ о.е.}$$

$$E_5 = \frac{E_{cuc} \cdot X_{18} + E_4 \cdot X_{13}}{X_{18} + X_{13}} = \frac{(1 \cdot 0,624) + (1,112 \cdot 0,632)}{0,624 + 0,632} = 1,056 \text{ о.е.}$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_{13}}{X_{18} + X_{13}} = \frac{0,624 \cdot 0,632}{0,624 + 0,632} = 0,314 \text{ о.е.}$$

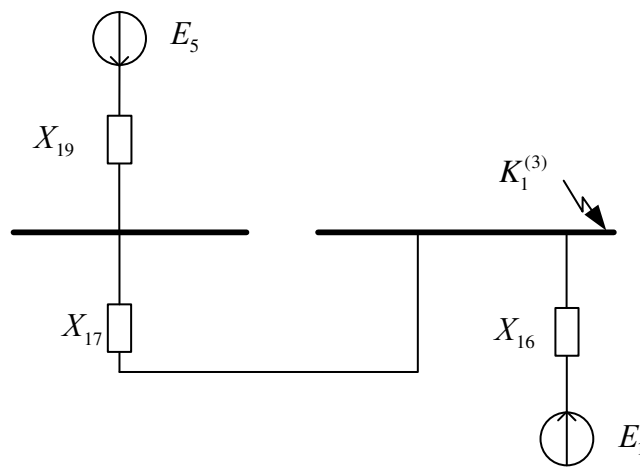


Рисунок 1.11 –Преобразование схемы замещения для КЗ в точке K_1

$$X_{20} = X_{19} + X_{17} = 0,314 + 0,21 = 0,524 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_{20} \cdot X_{16}}{X_{20} + X_{16}} = \frac{0,524 \cdot 1,552}{0,524 + 1,552} = 0,392 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_1 \cdot X_{20} + E_5 \cdot X_{16}}{X_{20} + X_{16}} = \frac{(1,155 \cdot 0,519) + (1,056 \cdot 1,552)}{0,519 + 1,552} = 1,081 \text{ о.е.}$$

$$I_{*K3} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,082}{0,392} = 2,76$$

$$I_{K3} = I_{*K3} \cdot I_{\delta 2} = 2,76 \cdot 2,51 = 6,929 \text{ кА}$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям:

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{E_1}{X_{16}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1,155}{1,552} \cdot 2,51 = 1,868 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_5}{X_{20}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1,056}{0,524} \cdot 2,51 = 5,061 \text{ кА}$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} = 1,868 + 5,061 = 6,929 \text{ кА}$$

2) Произведем расчет для трехфазного короткого замыкания для точки $K_2^{(3)}$ (РУ СН 220 кВ).

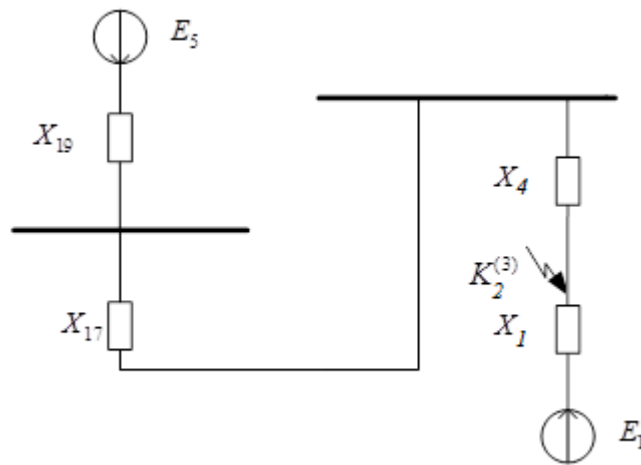


Рисунок 1.12 –Преобразование схемы замещения для КЗ в точке K_2

$$X_{21} = X_{19} + X_{17} + X_4 = 0,314 + 0,21 + 0,52 = 1,044 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1} = \frac{1,044 \cdot 1,032}{1,044 + 1,032} = 0,519 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_1 \cdot X_{20} + E_5 \cdot X_{16}}{X_{20} + X_{16}} = \frac{(1,155 \cdot 1,032) + (1,056 \cdot 1,044)}{1,032 + 1,044} = 1,105 \text{ о.е.}$$

$$I_{*K3} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,105}{0,519} = 2,13$$

$$I_{K3} = I_{*K3} \cdot I_{\delta 2} = 2,13 \cdot 36,657 = 78,063 \text{ кА}$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям:

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{E_1}{X_{16}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1,155}{1,032} \cdot 36,657 = 41,009 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_5}{X_{20}} \cdot I_{\text{б2}} = \frac{1,056}{1,044} \cdot 36,657 = 37,093 \text{ кА}$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ПО}} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} = 41,009 + 37,093 = 78,102 \text{ кА}$$

3) Произведем расчет для однофазного короткого замыкания для точки $K_1^{(1)}$ (РУ СН 220 кВ).

Для расчетов в структурную схему (рис. 1.12) 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. Поскольку однофазное короткое замыкание является несимметричным К.З., то для расчетов токов короткого замыкания составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности к точке короткого замыкания. На структурной схеме намечаем места повреждений, при которых аппараты и токоведущие части заданного присоединения обтекаются наибольшим током короткого замыкания. Аналитический расчет произведем для точки $K_1^{(1)}$ на шинах РУ СН 220 кВ.

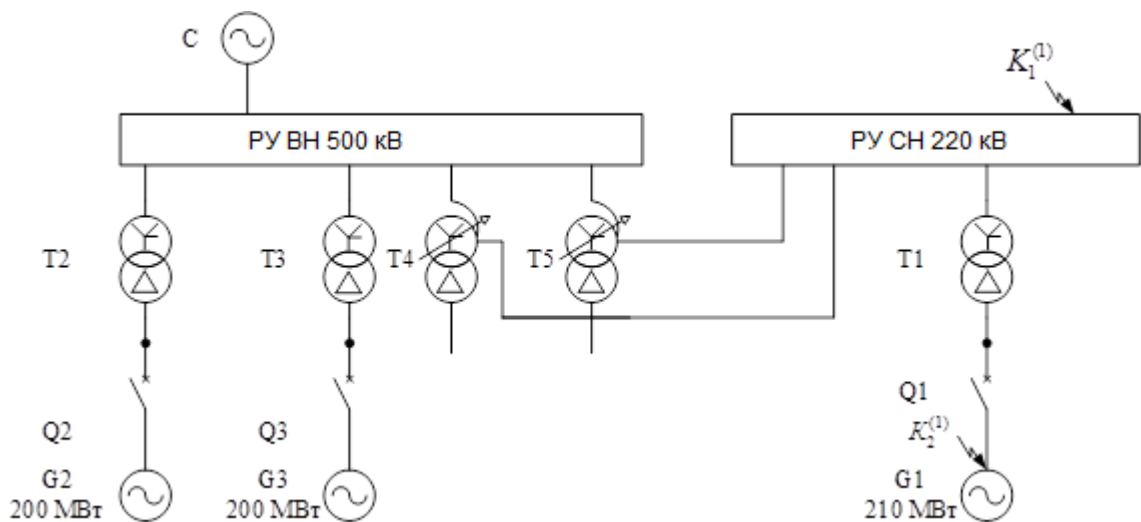


Рисунок 1.13 – Структурная схема КЭС для расчета однофазного КЗ

Приведем комплексную схему замещения для точки $K_1^{(1)}$.

- Расчет схемы замещения прямой последовательности:

Значения параметров схемы замещения прямой последовательности равны значениям параметров для схемы замещения при трёхфазном К.З., рассмотренной выше.

- Расчет схемы замещения обратной последовательности:

Схема замещения обратной последовательности (рис. 1.14) по структуре полностью совпадает со схемой прямой последовательности, которая была рассмотрена выше для трехфазного короткого замыкания. Отличие схемы обратной последовательности состоит в том, что в ней ЭДС всех генерирующих источников питания принимаются равными нулю, а в месте КЗ приложено напряжение обратной последовательности (U_{k2}) [2, с. 162].

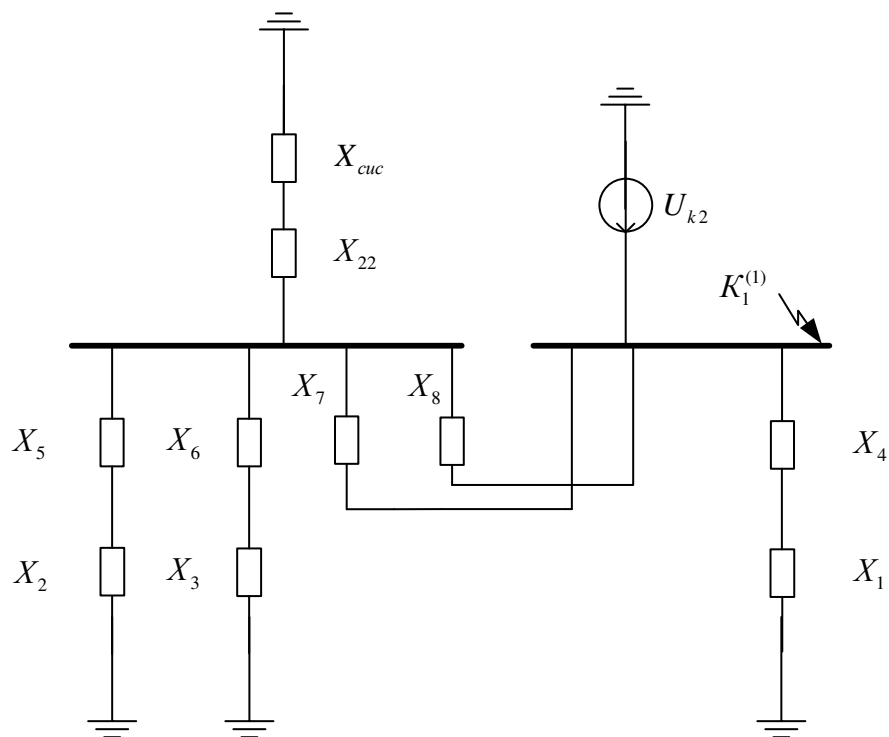


Рисунок 1.14—Схема замещения для обратной последовательности

- Расчет схемы замещения нулевой последовательности:

Значения параметров схемы замещения нулевой последовательности равны значениям параметров для схемы замещения при трёхфазном К.З., за исключением линии связи с системой:

$$X_{22(0)} = 2,00 \cdot X_{22} = 2,00 \cdot 0,476 = 0,952 \text{ о.е.}$$

Определяем $X_{0рез}$ для нулевой последовательности для этого составим схему замещения нулевой последовательности (рис. 1.15).

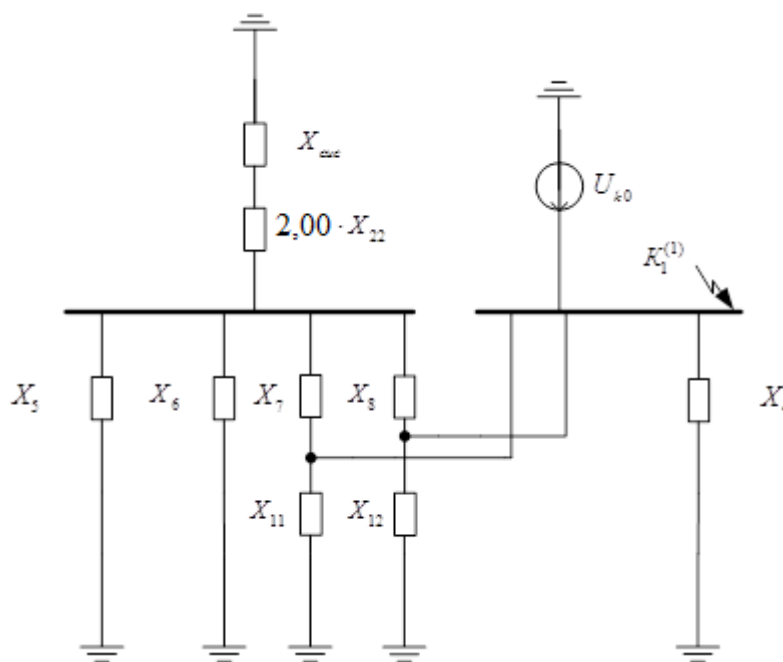


Рисунок 1.15—Схема замещения для нулевой последовательности

Складываем параллельные X_5 и X_6 , получаем:

$$X_{30} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{0,44 \cdot 0,44}{0,44 + 0,44} = 0,22 \text{ о.е.}$$

Складываем последовательно сопротивления X_{suc} и $X_{22(0)}$, а затем параллельно с X_{30} , получаем:

$$X_{31} = \frac{X_{30} \cdot (X_{suc} + X_{22(0)})}{X_{30} + X_{suc} + X_{22(0)}} = \frac{0,22 \cdot (0,156 + 0,952)}{0,22 + 0,156 + 0,952} = 0,184 \text{ о.е.}$$

Складываем параллельные X_7 и X_8 , получаем:

$$X_{33} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{0,42 \cdot 0,42}{0,42 + 0,42} = 0,21 \text{ о.е.}$$

Складываем параллельные X_{11} и X_{12} , получаем:

$$X_{32} = \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_{11} + X_{12}} = \frac{0,98 \cdot 0,98}{0,98 + 0,98} = 0,49 \text{ о.е.}$$

Складываем последовательно сопротивление X_{31} и X_{33} получаем:

$$X_{34} = X_{31} + X_{33} = 0,184 + 0,21 = 0,394 \text{ о.е.}$$

Складываем параллельные X_{34} и X_{32} получаем:

$$X_{35} = \frac{X_{34} \cdot X_{32}}{X_{34} + X_{32}} = \frac{0,394 \cdot 0,49}{0,394 + 0,49} = 0,218 \text{ о.е.}$$

Складываем параллельные X_4 и X_{35} получаем:

$$X_{0\text{рез}} = \frac{X_4 \cdot X_{35}}{X_4 + X_{35}} = \frac{0,52 \cdot 0,218}{0,52 + 0,218} = 0,154 \text{ о.е.}$$

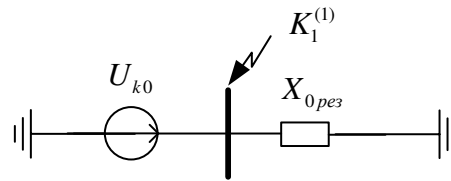


Рисунок 1.16 –Преобразованная схема замещения для нулевой последовательности

Сверхпереходный ток:

$$I_K^{(1)} = \frac{3E_{1\text{рез}}}{(X_{1\text{рез}} + X_{2\text{рез}} + X_{0\text{рез}})} I_{б2} \quad E_{1\text{рез}} = E_{\text{экв}} \text{ когда рассматривали трехфазное КЗ}$$

$$I_K^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,081}{0,392 + 0,392 + 0,154} \cdot 2,51 = 8,684 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_K^{(1)} \cdot K_y; \quad K_y = 1,81 \text{ (из технического задания)}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 8,684 \cdot 1,81 = 22,23 \text{ кА}$$

Сравним режимы коротких замыканий, выбираем наибольшее значение и сводим в таблицу 1.21.

Таблица 1.21– Результаты КЗ

Обозначение точки КЗ	Описание места повреждения	Вид короткого замыкания	Параметры режима КЗ	
			$I_{по}$, кА	i_y , кА
$K_1^{(3)}$	Шины РУ СН 220 кВ	Трёхфазное КЗ	6,929	17,736
$K_1^{(1)}$		Однофазное КЗ	8,684	22,23
$K_2^{(3)}$	Выводы генератора G1	Трёхфазное КЗ	78,102	218,144

1.9 Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения

Предварительный выбор коммутационных аппаратов выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах К.З.[1, табл. 5.1, 5.2, с. 228].

Таблица 1.22 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{max}(I_{ном})$, кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА
Выводы блочного генератора 210 МВт	ВГМ-20-90/11200У3	расч.	15,75	9,533	78,102	218,1
		катал.	20	11,2	125	320
ОРУ СН 220 кВ	ВМТ-220Б-20/1000У1	расч.	220	0,918	8,684	22,23
		катал.	220	3,15	50	128

Таблица 1.23 – 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
ВГМ-20-90/11200У3	0,2	0,15	90	90	4	20	ПС-31
ВМТ-220Б-20/1000У1	0,08	0,05	20	20	3	25	Встроенный

Таблица 1.24 – Параметры выбранных разъединителей

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			Выводы G1 210 МВт	ОРУ 220 кВ
Каталожные данные				
Тип аппарата			РВП-20/12500У3	РДЗ-220/1000У1
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20	220
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	12,5	1
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	490	100
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	100	40
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	1	1
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² ·с	10 000	1 600
Тип привода			ПД-12У3	ПР-У1

Таблица 1.25 – Структура условных обозначений

Выключатели	Разъединители
Выводы блочного генератора 210 МВт	
ВГМ-20-90/11200У3	РВП-20/12500У3
В – выключатель; Г – генераторный; М – маломасляный; 20 – номинальное напряжение, кВ; 90 – номинальный ток отключения, кА; 11200 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.	Р – разъединитель; В – внутренней установки; П – поступательное движение ножей; 20 – номинальное напряжение, кВ; 12500 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Продолжение таблицы 1.25

ОРУ СН 220 кВ	
ВМГ-220Б-20/1000У1	РДЗ-220/1000У1:
В – выключатель; М – маломасляный; Т– конструктивное исполнение; 220 – номинальное напряжение, кВ; Б – категория изоляции; 20 – номинальный ток отключения, кА; 1000 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе.	Р – разъединитель; Д – двухколонковый; З – отдельный привод заземления; 220 – номинальное напряжение, кВ; 1000 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе.

Таблица 1.26 – Выбор коммутационных аппаратов на выводах генератора G1

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГМ-20-90/11200У3	РВП-20/12500У3
Выбранный выключатель/разъединитель		
Напряжение установки, кВ $U_{уст} = 15,75$ кВ	20	20
Длительный ток, А $I_{max.раб} = 9533$ А	11 200	12 500
Симметричный ток отключения, кА $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,2 = 0,21$ с $I_{олит} = I_{ном} = 9,533$ кА $\frac{I_{ПО}}{I_{ном}} = \frac{78,102}{9,533} = 8,22$ По данному отношению и τ находим по графику [2, стр.152]: $\frac{I_{П,\tau}}{I_{П,О}} \approx 0,62$ $I_{П,\tau} = 0,62 \cdot I_{П,О} = 0,62 \cdot 78,102 = 48,42$ кА	90	–

Продолжение таблицы 1.26

<p>Отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА</p> $i_a^{ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 78,102 \cdot e^{-\frac{0,21}{0,311}} = 56,244 \text{ кА}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100} =$ $= \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 0,2 = 25,46$ $i_{ат} < i_a^{ном}; 25,46 < 56,224;$	—
<p>Отключение полного тока КЗ, кА</p> $\sqrt{2} \cdot I_{П,\tau} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 48,42 + 25,46 =$ $= 93,936 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 90 \cdot (1 + 0,2) =$ $= 152,735$	—
<p>Электродинамическая стойкость, кА</p> $I_{П,0} = 78,102 \text{ кА}$ $i_y = 218,917 \text{ кА}$	$I_{дин} = 125 (>78,102)$ $i_{дин} = 320 (>218,917)$	$i_{дин} = 490$
<p>Термическая стойкость, кА² · с</p> $B_K = I_{ПО}^2 (T_a + \tau) = 78,102^2 (0,311 + 0,21) =$ $= 3178 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 105^2 \cdot 4 = 44100$ $3178 < 44100;$	10 000

Окончательно принимаем данный выключатель и разъединитель.

Таблица 1.27 – Выбор коммутационных аппаратов на ОРУ СН 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
Выбранный выключатель/разъединитель	ВМТ-220Б-20/1000У1	РДЗ-220/1000У1
Напряжение установки, кВ $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	220	220
Длительный ток, А $I_{max.раб} = 918 \text{ А}$	1 000	1 000

Продолжение таблицы 1.27

<p>Симметричный ток отключения, кА $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с $I_{длит} = I_{ном} = 0,918$ кА $\frac{I_{по}}{I_{ном}} = \frac{8,684}{0,918} = 9,45$</p> <p>По данному отношению и τ находим по графику [2, стр.152]: $\frac{I_{п,\tau}}{I_{п,о}} \approx 0,7$ $I_{п,\tau} = 0,7 \cdot I_{п,о} = 0,7 \cdot 8,684 = 6,0788$ кА</p>	20	—
<p>Отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА $i_a^{ном} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 8,684 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,26}} = 10,133$ кА</p>	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100} =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,25 = 7,071$ $i_{ат} < i_a^{ном}; 7,071 < 10,133;$	—
<p>Отключение полного тока КЗ, кА $\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,0788 + 7,071 =$ $= 15,668$ кА</p>	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,25) =$ $= 35,355$	—
<p>Электродинамическая стойкость, кА $I_{п,о} = 8,684$ кА $i_y = 22,23$ кА</p>	$I_{дин} = 20 (> 8,684)$ $i_{дин} = 52 (> 22,23)$	$i_{дин} = 100$
<p>Термическая стойкость, кА² · с $B_K = I_{по}^2 (T_a + \tau) = 8,684^2 (0,26 + 0,05) =$ $= 15,668$ (кА² · с)</p>	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ $15,668 < 1200;$	1 600

Окончательно принимаем данный выключатель и разъединитель.

1.10 Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения

1.10.1 Выбор гибких шин и токопроводов

Описание типов проводников выполняем в виде таблицы 1.28.

Таблица 1.28 – Описание исполнения цепей КЭС

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН 220 кВ	Гибкие шины
Выводы блочного трансформатора	Гибкие провода
Выводы блочного генератора	Комплектный пофазно-экранированный токопровод

Выбор токоведущих частей проводим для выводов генератора, сборных шин ОРУ 220 кВ и выводов блочного трансформатора.

Выбор гибких шин и токопроводов:

В ОРУ 220кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочного трансформатора с ОРУ[2, с. 238].

- Выводы сборных шин 220кВ:

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения: $I_{\max} = 0,919 \text{ кА}$.

Принимаем два провода в фазе АС 240/32, наружный диаметр 21,6 мм, допустимый ток: $n_{\text{ц}} \cdot I_{\text{дон}} = 2 \cdot 605 = 1210 \text{ (А)}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверку шин на сжестывание не производим, т.к. значение $I_{\text{п0}}^{(3)} = 6,929 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования для проводов сечением более 70 мм² не проводится[1, табл. 1.18, с. 20].

- Выводы блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 0,656 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 0,691 \text{ кА}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{656}{1} = 656 \text{ мм}^2$$

Принимаем два провода в фазе АС 120/19, наружный диаметр 15,2 мм, допустимый ток $n_{\text{ц}} \cdot I_{\text{доп}} = 2 \cdot 390 = 780 \text{ (А)}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверка сечения на нагрев по допустимому току:

$$I_{\text{макс}} = 691 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 780 \text{ А} \Rightarrow \text{условие выполняется}$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку по короне не производим, т.к. выбранное сечение больше минимального сечения, необходимого для данного напряжения $q_{\text{мин}} = 70 \text{ мм}^2$ [1, табл. 1.18, с. 20].

Таблица 1.29 – Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$q_{\text{ном}}$, мм ² (А/С)	$I_{\text{доп}}$, кА	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
РУ СН 220 кВ	АС 240/32	244,0/31,7	1,210	673	248
Выводы блочного трансформатора	АС 120/19	118,0/18,8	0,780	324	147

Продолжение таблицы 1.29.

$q_{\text{эк}}$, мм ²	$I_{\text{макс}}$, кА	Расстояние между фазами, м
7	8	9
-	0,918	3
656	0,691	3

1.10.2 Выбор комплектного токопровода для выводов генератора

Выбираем пофазно – экранированный токопровод марки [1, табл. 9.13, с. 539]:

ГРТЕ-20-10000-300

Проверка токопровода:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \Rightarrow 9,533 \text{ кА} < 10 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \Rightarrow 218,14 \text{ кА} < 300 \text{ кА}$$

В таблице 1.30 представлены марка и параметры токопровода.

Таблица 1.30 – Выбор и проверка пофазно–экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		I_{\max} , кА	$U_{\text{уст}}$, кВ	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТГВ–200– 2МУЗ	ГРТЕ-20- 10000-300	расч	9,533	15,75	218,14	ТШ-20- 10000/5	ЗНОМ-15
		катал.	10	20	300		

1.11 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 блочных электростанциях КЭС предусматривают блочные щиты управления (БЩУ) и центральный щит управления (ЦЩУ). С БЩУ производятся управление электроустановками одного или двух смежных энергоблоков, включая их собственные нужды, а также управление и контроль за режимом работы котельных агрегатов и турбин.

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.

БЩУ размещают в главном корпусе электростанции между турбинным и котельным отделениями. Обычно с одного блочного щита производится управление двумя энергоблоками.

1.12 Проектирование измерительной подсистемы

1.12.1 Выбор измерительных трансформаторов тока и измерительных приборов

Опишем объем измерений в цепях КЭС в виде таблицы 1.31 [14, табл. 4.11, с. 362].

Таблица 1.31 – Контрольно – измерительные приборы на КЭС

№ п/п.	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Блока генератор-трансформатор	Генератор	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии, датчик активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр	–
			Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждателей. Регистрирующий амперметр	
		Блочный трансформатор	НН	–	
			ВН	Амперметр	
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Автотрансформатор	СН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	–
3	Линии 220 кВ	–		Амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях	Для линий с пофазным управлением устанавливаются три амперметра
4	Сборных шин 220 кВ	На каждой секции или системе шин		Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений; регистрирующие приборы: частотомер, вольтметр	–

Приведем буквенное обозначение приборов в таблице 1.32.

Таблица 1.32 – 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) частотомер
PO	Осциллограф
PS	Синхроскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр
PSF	Регистрирующий частотомер

Приведем требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов [6, глава 1.5, пункт 1.5.15; глава 1.6, пункт 1.6.2] в таблице 1.33.

Таблица 1.33 – 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
Генераторы мощностью 12-50 МВт	1		
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5		
Трансформаторы мощностью 10-40 МВ·А	1		

Выберем измерительные приборы и приведем их характеристики в таблице 1.34 [1, табл.6.26, с. 387; 2, табл. П4.7].

Таблица 1.34 –Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки, В·А (Вт)		Для обмотки напряжения				
			Напряжения	Тока	Число обмоток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Потребляемая	
								P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РА	Э-350	1,5	-	0,5	1	-	-	-	-
PV	Э-335	1,0	2	-	1	0	1	2	-
PW	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PVA	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PI	И-680	0,5	2	2,5	2	0,925	0,38	4	9,7
PK	И-689	1,5	3	2,5	2	0,925	0,38	6	14,5
UP	Е-849	0,5	10	1	-	0	1	10	-
UQ	Е-830	0,5	10	1	-	0	1	10	-
PF	Э-352	2,5	1	-	1	0	1	1	-
PSA	Н-393	1,5	-	10	1	-	-	-	-
PSV	Н-393	1,5	10	-	1	0	1	10	-
PSW	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSVA	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSF	Н-397	0,5	7	-	1	0	1	7	-

Рассчитаем мощность, потребляемую измерительными приборами[2, с. 377]:

В таблице 1.35 показаны значения мощностей, потребляемых токовыми обмотками измерительных приборов.

Таблица 1.35 – Мощность, потребляемая токовыми обмотками измерительных приборов

Прибор	Тип	Блочный трансформатор сторона ВН 220 кВ			Линия 220 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5	6	7	8
Амперметр	Э-350	-	0,5	-	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	-	-	-	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	-	-	-	0,5	-	0,5

Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–	2,5	–	2,5
--------------------------	-------	---	---	---	-----	---	-----

Продолжение таблицы 1.35

Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–	2,5	–	2,5
Итого:		–	0,5	–	6	0,5	6

Продолжение таблицы 1.35

Прибор	Тип	Автотрансформатор связи сторона СН 220 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-350	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–
Итого:		1	0,5	1

Таблица 1.36–Мощность, потребляемая приборами с обмотками напряжения

Прибор	Тип	Линия 220 кВ		
		Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	–	–	–
Ваттметр	Д-335	6	18	–
Варметр	Д-335	6	18	–
Счетчик активной энергии	И-680	6	24	58,2
Счетчик реактивной энергии	И-689	6	36	87
Регистрирующий вольтметр	Н-393	–	–	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	–	–	–
Итого:			96	145,2

Продолжение таблицы 1.36

Прибор	Тип	Автотрансформатор связи сторона СН 220 кВ			Сборные шины 220 кВ		
		Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар	Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	6	7	8	9	10	11
Вольтметр	Э-335	–	–	–	1	2	–
Ваттметр	Д-335	2	6	–	–	–	–
Варметр	Д-335	2	6	–	–	–	–
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–	–	–	–
Регистрирующий вольтметр	Н-393	–	–	–	1	10	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	–	–	–	1	7	–
Итого:			12	–		19	–

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

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

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

- По термической стойкости

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

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

- По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

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

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТА [6].

Таблица 1.37–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 1.38 – Параметры трансформаторов тока

Место установки	Тип	Тип параметров	$U_{уст/ном}$ кВ	$I_{max/ном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Число вторичных обмоток
						электродинамическая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы блочного генератора 210 МВт	ТП20-10000/5	Расч	15,75	9,533	1	218	3178	1,2	5	0,2/10 Р
		Кат	20	10	0,2	220	7680			
Линия нагрузки 220 кВ	ТФЗМ 220-У1	Расч	220	0,091	1	-	-	0,8	5	0,5/10 Р/10Р
		Кат	220	1	0,5	100	4610			
Блочный трансформатор, сторона ВН 220 кВ	ТВТ 220-I-1000/5	Расч	220	0,691	1	22,23	15,668	1,6	5	1/10Р
		Кат	220	1	1	-	1875			
Автотрансформатор связи, сторона СН 220 кВ	ТВТ 220-I-1000/5	Расч	220	0,919	1	10,1	4,32	1,6	5	1/10Р
		Кат	220	1	1	-	1875			

Таблица 1.39 – Пояснение буквенной и числовой части

Трансформаторы тока	
ТП20-10000/5УЗ	ТФЗМ 220Б-III
<p>Т – трансформатор тока; П – проходной 20 – номинальное напряжение, кВ; 10000 – первичный номинальный ток, А; 5 – вторичный номинальный ток, А. У – для работы в районах с умеренным климатом; З – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.</p>	<p>Т – трансформатор тока; Ф – с фарфоровой изоляцией; З – с обмотками звеньев типа; М – маслонаполненный; 220 – номинальное напряжение, кВ; Б – категория внешней изоляции по длине пути утечки; III – обозначение габарита или конструктивного варианта.</p>

--	--

Продолжение таблицы 1.39

ТВТ220-I-1000/5
Т – трансформатор тока; В – встроенный; Т – для силовых трансформаторов и автотрансформаторов; 220 – номинальное напряжение ввода трансформатора (автотрансформатора), кВ; I – вариант конструктивного исполнения; 1000 – номинальный первичный ток основного вывода, А; 5 – номинальный вторичный ток, А.

Выполним расчет вторичной нагрузки для одного трансформатора тока [2, с. 376]:

Таблица 1.40 – Расчет вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока

Прибор	Тип	Линия 220 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	6	7	8
Амперметр	Э-350	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-689	2,5	–	2,5
Итого:		6	0,5	6

Из таблицы 1.40 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

где I_2 – номинальный вторичный ток.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

где r_k – сопротивление контактов, принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Для линии 220 кВ применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 100 м, трансформаторы тока включены в полную звезду, поэтому $l_{расч} = l = 100$ м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,86} = 3,29 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Таблица 1.41 – Параметры контрольного кабеля

Место установки	Сопротивление элементов вторичной цепи		Схема соед. обмоток ТА	Расчетные и каталожные данные контрольных кабелей					Вторичная нагрузка, Ом
	$r_{приб}$, Ом	$r_{пр}$, Ом		$I_{пр}$, м	$I_{расч}$, м	$q_{пр}$, мм ²	Тип	$q_{кат}$, мм ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Линия 220кВ	0,24	0,86	полная звезда	100	100	3,29	АКРВГ	4	1,05

Где вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{np} + r_{приб} + r_k = \frac{\rho l_{расч}}{q} + r_{приб} + r_k = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} + 0,24 + 0,1 = 1,05 \text{ Ом}$$

На рисунке 1.17 показана схема подключения измерительных приборов.

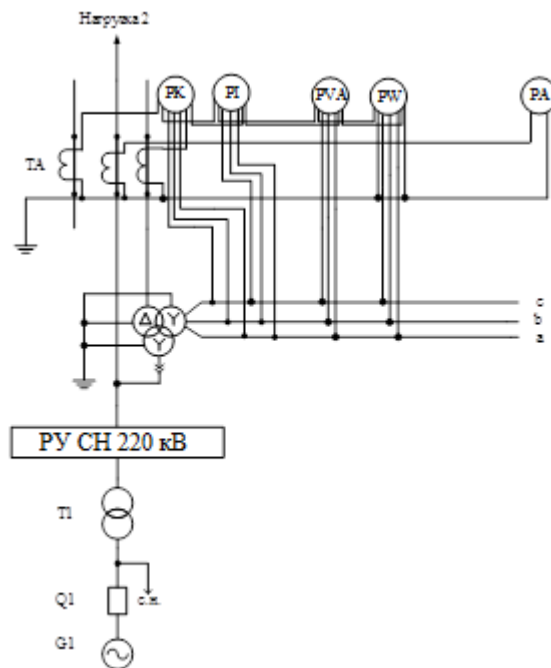


Рисунок 1.17 – Схема подключения измерительных приборов

1.12.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

II. Выбор измерительных трансформаторов напряжения:

Условия выбора и проверки TV:

Трансформаторы напряжения выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Приведем требования ПУЭ к классам точности TV [6].

Таблица 1.42 – Требования к классу точности измерительных трансформаторов напряжения

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 1.43 – Расчет вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Сборные шины 220 кВ			Автотрансформатор связи сторона СН 220 кВ		
		Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар	Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э-335	1	2	–	–	–	–
Ваттметр	Д-335	–	–	–	2	6	–
Варметр	Д-335	–	–	–	2	6	–

Продолжение таблицы 1.43

Счетчик активной Энергии	И-680	–	–	–	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–	–	–	–
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1	10	–	–	–	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	1	7	–	–	–	–
Итого:			19	–		12	–

Продолжение таблицы 1.43

Прибор	Тип	Линия 220 кВ			Общая потребляемая мощность	
		Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар	Р, Вт	Q, вар
1	2	9	10	11	12	13
Вольтметр	Э-335	–	–	–	2	–
Ваттметр	Д-335	6	18	–	24	–
Варметр	Д-335	6	18	–	24	–
Счетчик активной энергии	И-680	6	24	58,2	24	58,2
Счетчик реактивной энергии	И-689	6	36	87	36	87
Регистрирующий вольтметр	Н-393	–	–	–	10	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	–	–	–	7	–
Итого:			96	145,2	127	145,2

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{127^2 + 145,2^2} = 192,9 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 1.44 – Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Место	Тип	Схема соединения обмоток		Параметры		
				U _{уст/ном} , кВ	Вторичная нагрузка, В·А	Класс точности
Сборные шины 220 кВ	НКФ-220-58У1	1/1/1-0-0	расч.	220	192,9	0,5
			катал.	220	400	0,5

Пояснение буквенной и числовой части:

- НКФ-220-58У1:

Н – трансформатор напряжения;

К – каскадный;

Ф – в фарфоровой крышке;

220 – класс напряжения, кВ;

58 – год разработки конструкции;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

Изобразим схему подключения первичной обмотки TV для сборных шин [2, с. 356].

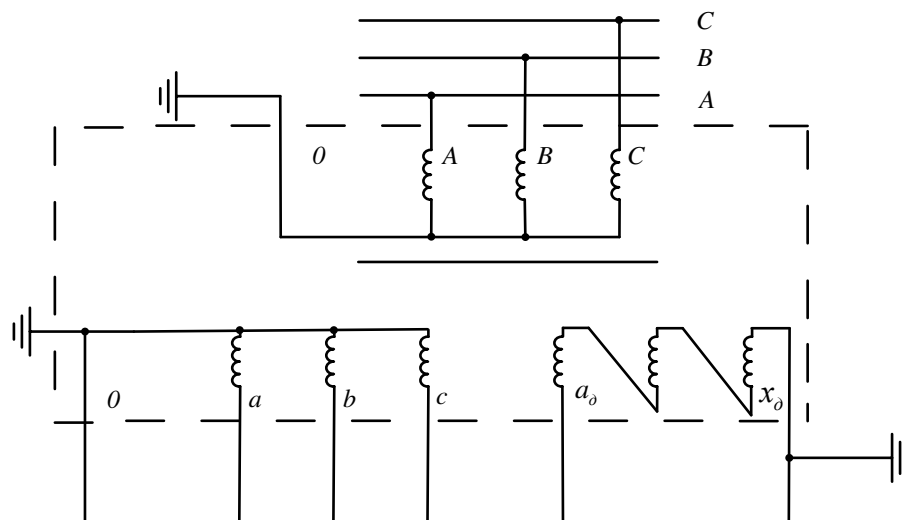


Рис. 1.18 Схема подключения TV

1.13 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств

Опишем в табличном виде возможные схемы электрических соединений для РУ, входящего в расчетное присоединение [2, с. 413].

Таблица 1.45 – Схемы электрических соединений РУ

Напряжение РУ, кВ	Название схемы	Требования по количеству присоединений
220	Одна несекционированная система шин	Применяется при числе присоединений 7-15
	Одна секционированная и обходная системами шин	Применяется при числе присоединений 7-15
	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение	Применяется при числе присоединений меньше 12

Выберем схему электрических соединений для данного РУ.

Таблица 1.46 – Используемые схемы шин РУ

Напряжение РУ, кВ	Полное название схемы
220	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение

Приведем упрощенную схему электрических соединений для РУ СН: все присоединения, все выключатели, все разъединители в упрощенном виде (наклонная черта), показанную на рис. 1.19.

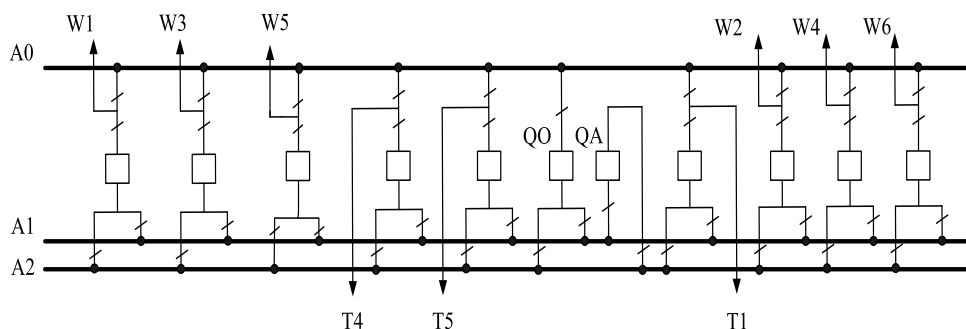


Рисунок 1.19 – Упрощенная схема электрических присоединений на РУ СН
220 кВ

Опишем достоинства и недостатки выбранной схемы [7, с. 338].

- Достоинства:

- 1) Возможность поочередного ремонта сборных шин без перерыва работы присоединений;
- 2) Возможность деления системы на две части в целях повышения надежности; для этого следует распределить присоединения генераторов и линий между первой и второй системами шин и держать шиносоединительный выключатель включенным;
- 3) Возможность ограничения тока КЗ в сети; в этом случае шиносоединительный выключатель следует держать отключенным.

- Недостатки:

- 1) При ремонте одной из систем шин нормальная работа установки на двух системах нарушается, следовательно, на это время надежность ее снижается;
- 2) При замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин;
- 3) В случае внешнего замыкания и отказа выключателя соответствующего присоединения отключается система шин;
- 4) Сложность схемы;
- 5) Частые переключения с помощью разъединителей увеличивают вероятность повреждений в зоне сборных шин.

Для данного вида РУ характерно наличие для каждого присоединения выключателя и шинных разъединителей. Последние служат для изоляции выключателей от сборных шин при их ремонте или переключении присоединений. Предусмотрен шиносоединительный выключатель QA, предназначенный для соединения шин для повышения надежности электроснабжения, а также отключении одной из систем сборных шин при КЗ.

Для обеспечения возможности без перебойного ввода выключателей в ремонт предусмотрена обходная система сборных шин и обходной выключатель Q_0 .

- Вывод в ремонт выключателя линии
 1. Произвести тщательный осмотр обходной системы шин (ОСШ).
 2. Снять заземление в цепи ОСШ.
 3. Включить разъединитель со стороны ОСШ.
 4. Включить разъединитель со стороны рабочих шин в зависимости от того, от какой шины питается линия, выключатель которой выводится в ремонт.
 5. На защитах ОСШ устанавливаются минимальные уставки по току и времени РЗ; отключить АПВ.
 6. Включить выключатель ОСШ для контроля изоляции и напряжения на ОСШ.
 7. Отключить выключатель ОСШ.
 8. Включить разъединитель ОСШ в цепи присоединения выводимого в ремонт выключателя.
 9. На защитах выключателя ОСШ установить уставки защитного присоединения, выключатель которого выводится в ремонт.
 10. Включить выключатель ОСШ.
 11. Отключить выключатель выводимый в ремонт.
 12. Отключить разъединители выводимого в ремонт выключателя.

1.14 Проектирование системы электроснабжения собственных нужд

При рассмотрении технологических схем КЭС отмечено, что производство электрической энергии полностью механизировано. Большое

количество механизмов обеспечивает работу основных агрегатов электростанции – питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, конденсатных насосов, дробилок, мельниц, циркуляционных насосов и др.

Нормальная работа электростанции возможна лишь при надежной работе всех механизмов с. н., что возможно лишь при их надежном электроснабжении. Потребители с. н. относятся к потребителям I категории. [2, с. 443].

1. Собственные нужды на электростанции используются в основном на приготовление и транспортировку топлива, подачу питательной воды и воздуха в паровые котлы и удаление шлаков и дымовых газов, то есть для приведения в движение механизмов собственных нужд; механизмами собственных нужд в основном являются асинхронные и синхронные двигатели, используемые в качестве питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, конденсаторных насосов, дробилок, мельниц, циркуляционных насосов и др.

Собственное потребление электроэнергии зависит от типа электростанции, вида топлива и способов его сжигания, параметров пара, типа турбогенератора и его мощности, наличие турбо привода у части механизмов.

2. Принимаем напряжение первой ступени системы электроснабжения собственных нужд равным 6 кВ, потому что 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 выше, чем в сетях 6 кВ.

3. Питание осуществляется отпайкой от энергоблока генератор G – двухобмоточный трансформатор Т.

Мощность, требуемая на с.н. определяется как:

$$S_{\text{треб ном}}^{с.н.} = P_G \cdot \frac{K_{с.н.}}{100\%} \cdot K_{\text{спроса}},$$

где $K_{\text{спроса}} = 0,9$ [2, табл. 5.2, с. 445].

Для генератора **ТГВ-200-2УЗ**: $S_{\text{треб ном}}^{с.н.} = 200 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 14,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для генератора **ТГВ-200-2МУЗ**: $S_{\text{треб.ном}}^{с.н.} = 210 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 15,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Выбираем следующие трансформаторы с.н.:

- для блоков **G1-T1, G2-T2, G3-T3**:

ТДНС-16000/20

Т – трансформатор трехфазный;

Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

С – предназначен для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции.

16000 – номинальная мощность, кВА;

20 – класс напряжения, кВ.

Таблица 1.47 – Сведения о рабочих питающих элементах

Тип генератора	$P_{\text{ном}}$	$S_{\text{треб ном}}^{с.н.}$	$S_{\text{транс}}^{\text{ном}}$	Тип оборудования	Место установки
	МВт	МВ·А	МВ·А		
ТВФ-200-2УЗ	200	14,4	16	ТДНС – 16000/20	Блоки G1-T1, G2-T2 и G3-T3
ТГВ-200-2МУЗ	210	15,12			

4. Питающим элементом для резервного питания собственных нужд является трансформаторы с. н., включенные в обмотку НН автотрансформаторов Т4 и Т5, то есть выбираем ТДНС-16000/20 с расщепленной обмоткой.

Таблица 1.48 – Сведения о рабочих питающих элементах с.н.

Тип рабочего элемента	Количество	Место установки
ТДНС-16000/20	1	Низшая сторона автотрансформаторов Т4 и Т5

Схема снабжения собственных нужд приведена на рис. 1.20.

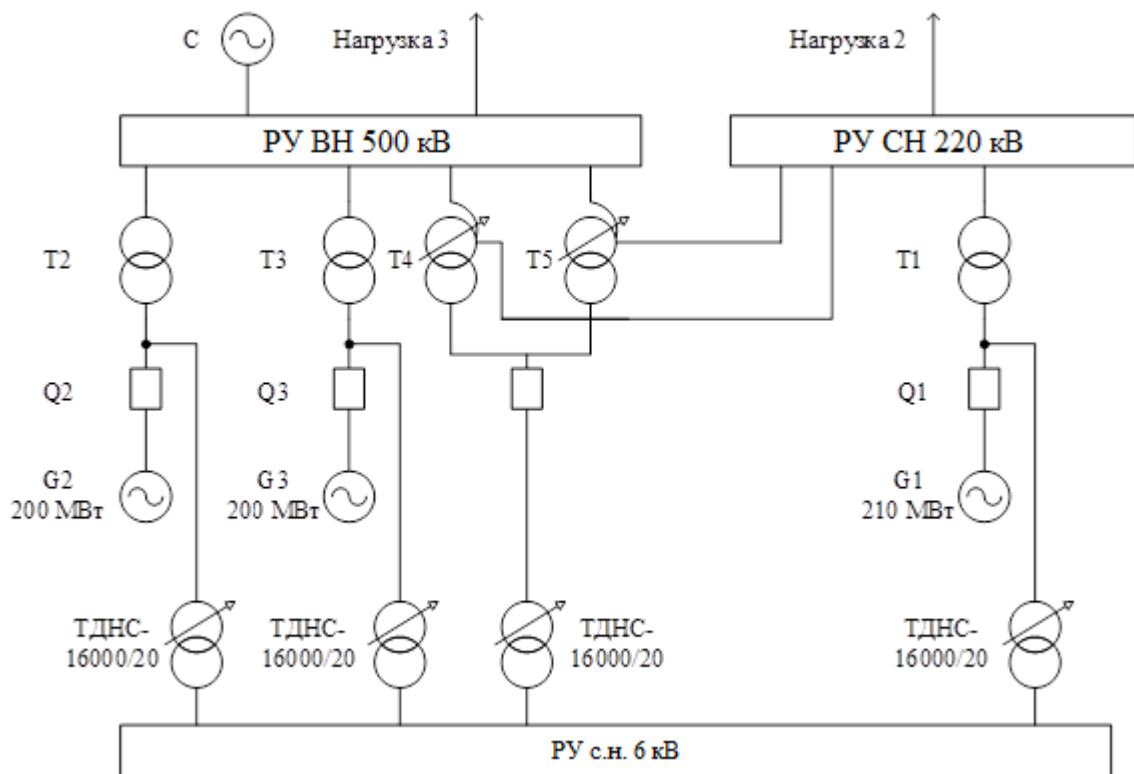


Рисунок 1.20 – Структурная схема собственных нужд

1.15 Анализ схемы управления выключателем

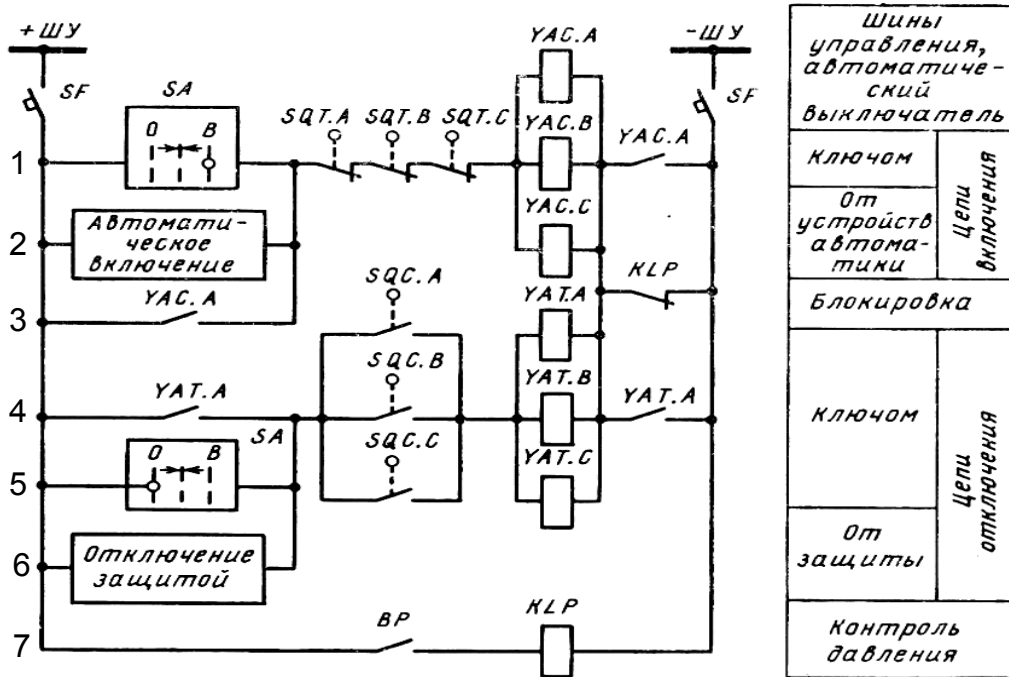


Рис. 1.21 Схема дистанционного трехфазного управления воздушным выключателем на РУ СН 220 кВ

Таблица 1.49 – Описание обозначений, используемых в схеме

+ШУ, -ШУ	Шинки вторичных цепей управления
SF	Выключатель автоматический
SQC.A, SQC.B, SQC.C SQC.T, SQT.B, SQT.C	Вспомогательные контакты выключателя фаз А, В, С
YAC.A, YAC.B, YAC.C	Электромагнит включения фаз А, В, С
YAT.A, YAT.B, YAT.C	Электромагнит отключения фаз А, В, С
KLP	Реле промежуточное
BP	Электроконтактный манометр
SA	Ключ цепей управления

Таблица 1.50 – Анализ работы схемы

Состояние аппаратов	Управляющее воздействие	Замкнутые контакты в цепях							Номер цепи: сработавшее устройство
		1	2	3	4	5	6	7	
Отключен		SQT.A, SQT.B, SQT.C		KLP					
Включение	SA	SQT.A, SQT.B, SQT.C		KLP					1:УАС.А, УАС.В, УАС.С
		После срабатывания УАС.А, УАС.В, УАС.С							
		SQT.A, SQT.B, SQT.C, УАС.А		KLP					SF
После срабатывания SF									
Включен				KLP	SQC.A, SQC.B, SQC.C				

2. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Подготовка инженеров, которые в недалеком будущем будут проектировать, изготавливать и эксплуатировать оборудование на рабочих местах и в технологических процессах, до сего времени не ставит своей целью проектирование и эксплуатацию как можно более безопасного оборудования. Это возможно только в случае системного подхода, когда наряду с мощностью, производительностью и другим основным показателям, определяющим свойства оборудования, должны создаваться и системы защиты человека, причем создаваться на научной основе.

Практика производственной деятельности показывает, что проектирование рабочих мест и технологических процессов учитывают требования нормативных документов (ССБТ, СНиП, СанПиН и т.п.) каждого в отдельности, однако не учитывает в своем большинстве взаимовлияния источников опасности, влияние факторов природы, но особенно влияние свойств человека. Именно поэтому, несмотря на достаточно серьезные меры, принимаемые для обеспечения безопасности, уровень травматизма остается высоким, по существу, во всех областях человеческой деятельности.

Объектом исследования является открытое распределительное устройство (ОРУ) 220 кВ Харанорской ГРЭС Забайкальской энергосистемы. Данный раздел включает подразделы, посвященные характеристике проектных решений, производственных процессов и оборудования; анализу опасных и вредных факторов при данном виде производственной деятельности и решению вопросов безопасности, на основе требований действующих нормативно-технических документов.

2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредными производственными факторами считаются те факторы среды и трудовые процессы, воздействие которых на персонал при различных условиях вызывают заболевания, снижение работоспособности, нарушение репродуктивности и др. Заболевания, возникшие под действием этих факторов, называют профессиональными.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» основными вредными факторами на ОРУ КЭС являются: производственный шум, электромагнитное поле, несоответствие нормам условий микроклимата, пониженный уровень освещения[1].

2.1.1 Производственный шум

В работе рассматривается устройство, которое использует в своей работе силовые трансформаторы и автотрансформаторы, шунтирующие реакторы, токопроводящие шины, издающие звук треска, вследствие явления «короны» на проводах, которые являются источниками шума.

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Согласно ему, допустимые уровни звукового давления следует принимать, как в таблица 2.1 [2].

Таблица 2.1 – Допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) применяются в том случае, если на рабочем месте не удастся обеспечить допустимый уровень шума.

Основная задача СИЗ – защитить наиболее чувствительный канал воздействия шума на организм человека – ухо. Благодаря средствам индивидуальной защиты можно не только обезопасить себя от расстройства органов слуха, но и нервную систему от действия чрезмерного раздражителя.

СИЗ включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы [2].

2.1.2 Электромагнитное поле

Электромагнитное поле - это особая форма материи, посредством которой осуществляется воздействие между электрическими заряженными частицами. Физические причины существования электромагнитного поля связаны с тем, что изменяющееся во времени электрическое поле E порождает магнитное поле H , а изменяющееся H - вихревое электрическое поле: обе компоненты E и H , непрерывно изменяясь, возбуждают друг друга. Для характеристики величины электрического поля используется понятие

напряженность электрического поля (E , В/м). Величина магнитного поля характеризуется напряженностью магнитного поля (H , А/м) [18].

Электрическое поле промышленной частоты

Источником электрических полей являются токоведущие части действующих электроустановок (трансформаторы, токопроводы и др.).

Различают следующие виды воздействия [3]:

1. непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле;
2. воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающий при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям;
3. воздействие тока, проходящего через человека.

Степень опасности каждого из указанных факторов возрастает с увеличением напряженности электрического поля.

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля (ЭП) на промышленной частоте для персонала установлены в ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты [3]:

- $E \geq 25$ кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м – пребывание в ЭП не более 10 минут;
- при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют по формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2;$$

- $E \leq 5$ кВ/м – пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.

Если напряженность электрического поля превышает допустимые уровни, принимаются меры по ее снижению. Основными видами средств коллективной защиты от воздействия электрического поля промышленной

частоты являются экранирующие устройства – составная часть электрической установки, предназначенная для защиты персонала в открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередач.

Магнитное поле промышленной частоты

Магнитное поле имеет место в электроустановках всех классов напряжения. Его интенсивность выше вблизи блочных силовых трансформаторов и автотрансформаторов связи ОРУ разных напряжений (особенно на уровне разъема бака), а также ЗРУ 6–10 кВ и вблизи них [17].

Магнитное поле промышленной частоты (МП ПЧ) со значениями плотности магнитного потока, превышающими 0,3–0,4 мкТл, в условиях продолжительного воздействия является канцерогенным фактором окружающей среды. Также реакция организма на магнитное поле имеет неспецифический характер. Воздействие магнитного поля приводит к развитию нейродегенеративных болезней и неврологических расстройств.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) магнитного поля установлены в СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля в производственных условиях" и приведены в таблице 2.2 [4].

Таблица 2.2 – Предельно допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни МП Н (А/м)/В (мкТл) при воздействии	
	Общем	Локальном
<1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния МП осуществляется путем проведения организационных и технических мероприятий.

К организационным относятся мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований ограничения продолжительности пребывания персонала под воздействием МП, и организация рабочих мест на расстояниях от токоведущих частей оборудования, обеспечивающих соблюдение ПДУ.

К техническим относятся мероприятия, снижающие уровни МП на рабочих местах путем экранирования источников МП или рабочих мест. Экранирование должно осуществляться посредством материалов с высокой относительной магнитной постоянной или активных экранов.

2.1.3 Параметры микроклимата

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах зависят от категории тяжести работ.

Работы, производимые на ОРУ электрической станции (монтаж, наладка электрооборудования, его замена) относят к категории Пб. К данной категории относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Работы на ОРУ производятся на открытой территории. При работе на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях возможность защиты от воздействия метеоусловий ограничена. В связи с этим согласно СанПиН 2.2.4.548-96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» предусмотрено [5]:

- 1) ограничение влияния метеоусловий (или каких-либо факторов, зависящих от них) по верхним или нижним показателям;
- 2) установление благоприятных режимов труда и отдыха.

Так, например:

– запрещены работы при температуре воздуха выше +33°С и ниже -45°С, а также при скорости ветра более 15 м/с;

- запрещены верхолазные и монтажные работы при скорости ветра более 15 м/с, а также тумане и гололеде;
- при температуре воздуха на рабочих местах ниже 10°C работающие должны быть обеспечены помещениями для обогрева;
- в холодный период года режимы труда и отдыха устанавливаются в зависимости от жесткости погоды.

Рабочий персонал использует при ведении работ различный электроинструмент, который нагреваясь, излучает тепло и тем самым оказывает негативное влияние на рабочего. К ним можно отнести: лампы, светильники, сварочные аппараты и т.д. В связи с этим выделяют следующие нормы на тепловое излучение. Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 2.3 [5].

Таблица 2.3 Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25 – 50	70
не более 25	100

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

2.1.4 Освещение

Рациональное освещение производственных рабочих мест на ОРУ имеет большое значение для выполнения персоналом своих функциональных обязанностей в условиях, когда на большом количестве рабочих мест отсутствует естественное освещение. На ОРУ предусматривается естественное, совмещенное и искусственное освещение. Для освещения применяются, как правило, прожекторы с металлогалогенными лампами и с натриевыми лампами.

Характеристика зрительной работы на ОРУ относится к работе высокой точности. Согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» взаимосвязь нормируемых параметров естественного и искусственного освещения с характеристиками зрительных работ представлены в таблице 2.4 [6].

Таблица 2.4– Взаимосвязь нормируемых параметров естественного и искусственного освещения

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы, %	Освещенность на рабочей поверхности от системы общего искусственного освещения, лк	Средний КЕО при верхнем или верхнем и боковом освещении, %	Минимальный КЕО при боковом освещении, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Различение объектов при фиксированной линии зрения							
Высокой точности	0,3-0,5	Б	1	≥70	300	3,0	1,2
			2	<70	200	2,5	1,0

2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасными производственными факторами считаются те факторы среды и трудового процесса, которые могут быть причиной острого заболевания или внезапного ухудшения здоровья, смерти.

Основными опасными факторами на ОРУ являются: поражение электрическим током и получение механических повреждений.

2.2.1 Электрический ток и молниезащита

Под электрическим током подразумевают упорядоченное движение электрически заряженных частиц в каком-либо проводнике. Электрический ток, проходя через живой организм, производит [7]:

- термическое (тепловое) действие, которое выражается в ожогах отдельных участков тела, нагреве кровеносных сосудов, крови, нервных волокон и т.п.;
- электролитическое (биохимическое) действие – выражается в разложении крови и других органических жидкостей, вызывая значительные нарушения их физико-химических составов;
- биологическое (механическое) действие – выражается в раздражении и возбуждении живых тканей организма, сопровождается непроизвольным судорожным сокращением мышц (в том числе сердца, лёгких).

Рассматриваемый объект – ОРУ 220 кВ относительно категории помещений по поражению электрическим током относится к особо опасному помещению. Условиями, создающими повышенную опасность являются:

- а) особая сырость;
- б) химически активная или органическая среда;
- в) токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- г) высокая температура (выше 35 °С);

Основными факторами, определяющими исход поражения, являются [7]:

- величина тока и напряжения;
- продолжительность воздействия тока;
- сопротивление тела;
- петля («путь») тока;
- психологическая готовность к удару.

По правилам охраны труда существуют допустимые расстояния до токоведущих частей под напряжением, приближение к которым на расстояние менее указанных не допускается. Данные допустимые расстояния представлены в таблице 2.5 [7].

Таблица 2.5 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5

К средствам защиты, используемые в электроустановках, относят [7]:

- изолирующие оперативные штанги, изолирующие съемники для операций с предохранителями, указатели напряжения для определения наличия напряжения;
- изолирующие лестницы, изолирующие площадки, изолирующие тяги, захваты и инструмент с изолированными рукоятками;
- резиновые диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки;

- переносные заземления;
- временные ограждения, предупредительные плакаты, изолирующие колпаки и накладки;
- защитные очки, брезентовые рукавицы, фильтрующие и изолирующие противогазы, предохранительные пояса, страхующие канаты.

Молниезащита

Ключевой задачей системы молниезащиты ОРУ выступает улавливание попадающих в них молний. При этом немаловажным фактором является избегание тепловых электрических или механических побочных эффектов, поскольку это может стать причиной повреждения конструкции защищаемого объекта и возникновения опасного шагового или контактного напряжения. Возведение молниезащиты позволяет предотвратить возможность искрообразования внутри конструкции здания. Для подстанций в этих целях используются разрядники и молниеотводы.

1) *Защита разрядниками.* Трубчатые разрядники предназначены для обеспечения защиты изоляции линии и подстанций. Их выбирают в зависимости от номинального напряжения сети и переделов токов отключения с учетом соотношений [18]:

$$I_{k,\max} < I_{p,m,\max} ; I_{k,\min} > I_{p,m,\min} , \text{ где}$$

$I_{p,t,\min}$ – верхний и нижний предел токов, которые разрядник данного типа в состоянии отключить;

$I_{p,t,\max}$ – соответственно, нижний предел;

$I_{k,\max}$ – значение трехфазного симметричного тока в первый полупериод.

$I_{k,\min}$ – значение двухфазного симметричного тока в первый полупериод.

Вентильные разрядники используются для обеспечения защиты изоляции как подстанций, так и электрических машин и выбираются по назначению и номинальному напряжению.

2) *Защита молниеотводами.* Согласно действующим стандартам открытые распределительные устройства должны быть защищены от ударов молнии путем возведения отдельно стоящих стержневых молниеотводов, установленных по углам. Подсчет высоты молниеотвода производится исходя из следующего условия [18]:

$$D < 8 \cdot (H - h),$$

где D – расстояние между отдельно стоящими молниеотводами;

H – высота самого молниеотвода;

h – соответственно, высота опорных конструкций подстанций.

Кроме того, специалисты из соображений целесообразности рекомендуют использовать для установки молниеотвода все доступные высокие сооружения, расположенные в непосредственной близости с подстанцией.

2.2.2 Механические повреждения

При ведении работ на ОРУ персонал при несоблюдении требований безопасности труда зачастую может получить различные механические травмы. К травмам такого типа относятся: ушибы, переломы, вывихи и ранения.

Обычно ушибы происходят при неосторожном обращении с инструментом, при использовании непригодного инструмента, при падении инструмента и т.д. Исключать получение ушибов тела при движении по неровной или скользкой поверхности не приходится.

Переломы пальцев рук и ног имеют место при падении тяжелых предметов с высоты. Переломы костей возникают в основном при падении сотрудника с высоты, при авариях на транспорте.

По большей части, получение ранения происходит при использовании режущих инструментов, при зачистке изоляции проводов и кабелей и т.д.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности» для минимизации травм персонал должен быть подготовлен соответствующими инструктажами. Инструктажи делятся на [8]:

1. Вводный – предусматривает изложение всех функций специалиста, возложенных на него по охране труда, а также изложение утвержденной программы;

2. Первичный – знакомит работников с имеющимися вредными и опасными производственными факторами, а также при данном инструктаже проходит устная проверка знаний охраны труда;

3. Повторный – повторяет первичный инструктаж на рабочем месте;

4. Внеплановый – производится по приказу или распоряжению;

5. Целевой – оформляется приказом о проведении работ с оформлением наряда-допуска.

Инструктажи проводятся не только для минимизации механических травм, но и для предотвращения других повреждений.

2.3 Охрана окружающей среды

Электрические установки на ОРУ в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую среду. По специфическому воздействию на экологию электрические устройства можно отнести к «мягко» влияющим производствам. Загрязнение водной, воздушной среды и почвы, как правило, происходит лишь во время строительства и частично при ремонтных работах.

На ОРУ, как правило, устанавливают элегазовые выключатели. Основной изоляцией таких выключателей является элегаз. Элегаз негативно влияет на озоновый слой, разрушая его. Также при гашении в нем дуги во время отключения короткого замыкания и его утечки он может нанести сильный вред окружающей среде и даже человеку. Но при правильной эксплуатации можно избежать негативного влияния. Также возможно заменить выключатели на вакуумные или воздушные – безвредные для окружающей среды.

На открытых распределительных устройствах часто возникают аварии в результате птиц, которые садятся на электроустановки. Особую опасность для птиц представляют высоковольтные выводы силовых трансформаторов, линейные вводы в закрытые распределительные устройства и другие элементы оборудования. В данном случае, для предотвращения гибели птиц устанавливаются сетчатые ограждения, кожухи на элементы оборудования, где наиболее часто происходит гибель птиц.

В настоящий момент существует Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха", который регулирует все отношения в области охраны атмосферного воздуха.

В целях государственного регулирования выбросов загрязняющих веществ устанавливаются следующие нормативы [9]:

1. Технические нормативы выбросов. Данный норматив устанавливает федеральный орган исполнительной власти в области охраны окружающей среды или другой уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти по согласованию;

2. Предельно допустимые выбросы. Устанавливаются территориальными органами федерального органа исполнительной власти в области охраны окружающей среды для конкретного стационарного источника выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их совокупности (организации в целом).

Существенный вред, который можно нанести окружающей среде при эксплуатации ОРУ – это растекание трансформаторного масла. Для предотвращения растекания масла при повреждении трансформатора, в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ, на подстанции предусмотрена сеть маслоотводов со сбросом в закрытый маслосборник емкостью 50 м³. Емкость маслосборника рассчитана на задержание полного объема масла из наибольшего единичного оборудования плюс 20 м³ воды.

При ведении ремонтных или строительных работ возможно образование различных отходов производства.

В процессе деятельности, при которой образуются отходы, сотрудники подстанции обязаны [10]:

- 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.

2.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

К основным видам возможных ЧС техногенного характера на ОРУ 220 кВ относятся:

- аварии с выбросом химически опасных веществ;
- пожары и взрывы;
- аварии на энергетических и коммунальных системах;
- обрушение зданий и сооружений.

Наиболее типичным ЧС являются пожары и взрывы. Наиболее часто происходит взрыв трансформатора и тем самым горение его масла, также возникают электрические дуги, которые могут привести к возгоранию близлежащих объектов.

Источником инициирования взрыва согласно ГОСТ 12.01.010 – 76 являются [11]:

- открытое пламя, горящие и раскаленные тела;
- электрические разряды;
- искры от удара и трения;
- ударные волны;
- электромагнитные и другие излучения.

Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва должно быть обеспечено:

- предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды;
- применением материалов, не создающих при соударении искр, способных инициировать взрыв взрывоопасной среды; применением средств защиты от атмосферного и статического электричества, блуждающих токов, токов замыкания на землю и т. д.
- применением быстродействующих средств защитного отключения, возможных электрических источников инициирования взрыва;
- ограничением мощности электромагнитных и других излучений.

Согласно НПБ 105-03ОРУ 220 кВ по категории пожарной опасности относится к типу ВЗ –горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна) [12].

Пожары трансформаторов, реакторов и масляных выключателей тушат пеной средней кратности с интенсивностью подачи раствора пенообразователя 0,2 л/с м², а также тонкораспыленной водой с интенсивностью 0,1 л/с м². Для тушения электроустановок без напряжения используют пенные огнетушители. Остальные виды огнетушителей (порошковые, углекислотные) используют для тушения электроустановок меньшего класса напряжения. Также территория ОРУ должна быть оборудована пожарными ящиками с песком.

2.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочий персонал имеет следующие права:

– На работах с вредными и(или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации (в ред. Федерального закона от 30.12.2008 N 313-ФЗ) [13];

–Работники имеют право на сокращение продолжительности рабочего времени. Сокращается продолжительность рабочего времени для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, - не более 36 часов в неделю в порядке, установленном Правительством Российской Федерации с учетом мнения Российской трехсторонней

комиссии по регулированию социально-трудовых отношений (часть первая в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ) [14];

– Также предоставляются права на проведение в установленном порядке за счет средств организации обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических в течение трудовой деятельности в данной организации медицинских осмотров (обследований), а также внеочередных медицинских осмотров работников в соответствии с медицинскими рекомендациями согласно законодательству Российской Федерации [16].

Обязательное социальное страхование работников регламентируется 39 статьей Конституции России. 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 [15], получать выплаты могут:

- Физические лица, выполняющие свои обязанности на основании заключенного контракта, трудового договора со страхователем;
- Лица, которые были осуждены к лишению свободы на определенный срок или привлеченные к труду страхователями;
- 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 необходимо полностью обеспечить их начислением и выплатой, а лица, которые виновны в таком деянии, должны понести ответственность.

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.

Организационными мероприятиями при компоновке рабочей зоны являются[7]:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Актуальность темы проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России. Проектирование электрооборудования и строительство новых электрических станций актуально, потому что необходимо обеспечивать энергетическими ресурсами все отрасли энергетического комплекса.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является определение затрат на проектирование. Для этого необходимо:

1. Осуществить планирование необходимых работ;
2. Сформировать смету затрат на проектирование.
3. Сформировать смету затрат на оборудование и монтаж.

3.1. Планирование работ и их временная оценка

Работой над проектом будут заниматься два человека - научный руководитель и инженер. Между ними существует четкое разделение обязанностей, однако некоторую часть работ они выполняют вместе. Составленный план работ необходим для выполнения проекта в срок, а также начисления зарплаты, соответствующей объему работ, выполненному руководителем и инженером.

Таблица 3.1 Перечень работ и их временная оценка

№	Наименование работ	Количество исполнителей	Продолжительность, дни
1	Разработка технического	Инженер	1

	задания и его выдача	Научный руководитель	1
2	Сбор и изучение литературы и нормативных документов	Инженер	2
3	Анализ исходных данных	Инженер	1
4	Формулирование возможных направлений решения задач и их сравнительная характеристика	Инженер	1
		Научный руководитель	2
3	Выбор турбогенераторов	Инженер	4
4	Расчет баланса мощности	Инженер	6
5	Описание структурной схемы электростанции	Инженер	2
6	Расчет продолжительных режимов работы	Инженер	8
7	Выбор силовых(авто) Трансформаторов	Инженер	8
8	Описание расчетного присоединения	Инженер	7
9	Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей	Инженер	12
10	Описание формы оперативного управления и проектирование измерительной подсистемы	Инженер	10
11	Выбор схем электрических соединений распределительных устройств	Инженер	5
12	Проектирование системы электроснабжения собственных нужд	Инженер	7
13	Расчет затрат на проектирование	Инженер	2
14	Анализ опасных производственных факторов	Инженер	5

Продолжение таблицы 3.1

15	Описание действий по обеспечению безопасности	Инженер	6
----	---	---------	---

16	Анализ проделанной работы. Оформление пояснительной записки	Инженер	8
17	Проверка пояснительной записки	Инженер	1
		Научный руководитель	1
18	Общая трудоемкость	Инженер	96
		Научный руководитель	4

3.2 Смета затрат на проект

При планировании бюджета должно обеспечиваться полное и достоверное отражение всех видов расходов, которые связаны с выполнением исследования. Смета затрат на разработку проекта определяется по формуле:

$$K_{пр} = K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{з/пл}} + K_{\text{с.о}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл}},$$

Где $K_{\text{мат}}$ – материальные затраты, $K_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники, $K_{\text{з/пл}}$ – затраты на заработную плату, $K_{\text{с.о.}}$ – затраты на социальные отчисления, $K_{\text{пр}}$ – прочие затраты, $K_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

3.2.1 Материальные затраты

В материальные затраты, входят затраты на приобретение канцелярских товаров в размере 1 тысячи рублей.

3.2.2 Амортизационные отчисления

Данные отчисления производятся для возмещения износа оборудования, приобретенного университетом для пользования студентами. Для создания проекта использовался персональный компьютер, его стоимость приведена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Стоимость ПК

Наименование	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
Компьютер	1	30 000	30 000
Итого:			30 000

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.кт} \cdot Ц_{кт}}{T_{кал} \cdot T_{сл}},$$

где $T_{исп.кт}$ – время использования компьютерной техники, $T_{кал}$ – календарное время (365 дней), $Ц_{кт}$ – цена компьютерной техники, $T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники.

$$K_{ам} = \frac{96 \cdot 30}{365 \cdot 5} = 1,578 \text{ тыс.руб.}$$

3.2.3 Основная заработная плата исполнителей.

Величина основной зарплаты исполнителей определяется на основании трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта.

$$K_{з/пл} = ЗП_{мес инж} + ЗП_{мес нр}$$

Где $ЗП_{мес инж}$ – месячная зарплата инженера, $ЗП_{мес нр}$ – месячная зарплата научного руководителя. Эти величины рассчитываются по следующей формуле:

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

Где $ЗП_0$ – месячный оклад (для инженера и ассистента месячный оклад равен 17000 рублей), K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск, K_2 – районный коэффициент.

$$ЗП_{мес инж} = ЗП_{мес нр} = 17 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 24,310 \text{ тыс.руб.}$$

Тогда затраты на заработную плату инженера за весь период выполнения проекта составят:

$$Z_{зИ} = \frac{Z_{И} \cdot K^{\phi}}{21}$$

Где $Z_{И}$ – основная заработная плата инженера, $Z_{р}$ – основная заработная плата научного руководителя, K^{ϕ} – фактическое количество дней в проекте, 21 – число рабочих дней в месяце.

$$Z_{зИ} = \frac{24,31 \cdot 96}{21} = 111,131 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{зР} = \frac{24,31 \cdot 4}{21} = 4,630 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 3.3 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_0 , руб.	K^{ϕ}	K_1	K_2	$Z_{И}$, тыс.руб	$Z_{зИ}$, тыс.руб.
Руководитель	17000	4	1,1	1,3	24,310	4,630
Инженер	17000	96	1,1	1,3	24,310	111,131
Итого, тыс. руб.:						115,761

3.2.4. Затраты на социальные нужды

Затраты на социальные нужды– обязательные отчисления по нормам, установленным законодательством государственного социального страхования, в Фонд социального страхования РФ, Пенсионный фонд РФ, фонды обязательного медицинского страхования от затрат на оплату труда работников. Принимаются равные 30% от $K_{з/пл}$

$$K_{с.о.} = 0,3 \cdot K_{з/пл}$$

$$K_{с.о.} = 0,3 \cdot 115,761 = 34,728 \text{ тыс. руб.}$$

3.2.5. Прочие затраты.

Этот элемент затрат включает в себя разные виды расходов, не вошедших в предыдущие группы. Прочие затраты, принимаются в размере 10% от суммы на материальные расходы, амортизационные отчисления, заработную плату и социальные нужды.

$$K_{np} = 0,1 \cdot (K_{mat} + K_{ам} + K_{з/пл} + K_{с.о})$$

$$K_{np} = 0,1 \cdot (1 + 1,578 + 115,761 + 34,728) = 15,306 \text{ тыс. руб.}$$

3.2.6. Накладные расходы.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Накладные расходы, принимаются в размере 200% от $K_{з/пл}$.

$$K_{накл} = 2 \cdot K_{з/пл}$$

$$K_{накл} = 2 \cdot 115,761 = 231,522 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{и} = 1 + 1,578 + 115,761 + 34,728 + 15,306 + 231,522 = 399,895 \text{ тыс. руб.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.4

Таблица 3.4 Смета затрат на проектирование

Элементы затрат	Стоимость, тыс. руб.
1. Материальные затраты	1
2. Амортизация компьютерной техники	1,578
3. Затраты на заработную плату	115,761
4. Затраты на социальные отчисления	34,728
5. Прочие затраты	15,306
6. Накладные расходы	231,522
Итого	399,895

3.3 Смета затрат на оборудование и монтаж

Таблица 3.5 Смета затрат на оборудование

Кол-во	Оборудование	Стоимость одной единицы, тыс. руб	Затраты на монтаж	Суммарная стоимость, тыс.руб.
2	Турбогенератор ТГВ-200-2УЗ	593,4	118,7	1305,5
1	Турбогенератор ТГВ-200-2МУЗ	593,4	118,7	712,1
1	Трансформатор ТДЦ-250000/220	284	56,8	340,8
2	Трансформатор ТДЦ-250000/500	335	67	737
2	Автотрансформатор АДЦТН-250000/500/220	375,5	75,1	826,1
3	Воздушный выключатель ВГМ-20-90/11200УЗ	7,35	1,47	23,52
11	Воздушный выключатель ВМТ-200Б-20/1000У1	26	5,2	291,2
4	Разъединитель РВП-20/12500УЗ	1	0,2	4,2
41	Разъединитель РДЗ-220/1000У1	0,51	0,102	21,012
40	Гибкие шины	36,2	7,24	1455,24
3	ТСН ТДНС-16000/20	43	8,6	137,6
Итого				5854,272

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы было спроектировано основное электрооборудование Харанорской ГРЭС Забайкальской энергосистемы.

Было выбрано основное силовое оборудование и электрические аппараты. Была спроектирована измерительная подсистема и выбраны трансформаторы собственных нужд. Рассчитаны все необходимые параметры для нормальной работы станции и снабжения потребителей электричеством на двух классах напряжения. Проведены все необходимые проверки оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы стала было спроектировано основное электрооборудование Харанорской ГРЭС Забайкальской энергосистемы.

Данная ГРЭС имеет высокие эксплуатационные характеристики и обладает высокой надежностью. Основные этапы проектирования заключались в выборе силового оборудования и электрических аппаратов. Условия выбора последних подразумевают наличие рассчитанных токов короткого замыкания в ключевых точках электрической схемы при помощи программно-вычислительного комплекса «Мустанг». Далее при помощи расчетов токов продолжительных режимов и режима КЗ, было выбрано коммутационное оборудование (выключатели и разъединители), а так же на основании этих расчетов был произведен выбор токоведущих частей. Также спроектировали измерительную подсистему, выбрали трансформаторы собственных нужд и схемы распределительных устройств напряжением 220 и 500 кВ, которые отвечают требованию надежности электроснабжения.

Были рассчитаны все необходимые параметры для нормальной работы станции и снабжения потребителей электричеством на двух классах напряжения. Проведены все необходимые проверки оборудования.

Также были рассмотрены негативные воздействия ГРЭС на окружающую среду. Станция нуждается в некоторых доработках, которые могут уменьшить загрязнение атмосферы и гидросферы до минимального уровня. Электростанция отвечает требованиям безопасности рабочего персонала при возникновении несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

Задачи, которые были поставлены, полностью выполнены – спроектировано основное электрооборудование Харанорской ГРЭС, которое удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.:ил.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.:ил.
3. Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. и др. Электрическая часть электростанций. Под ред. С.В. Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. - 616 с.
4. 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.
5. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1987. – 32 с.:ил.
6. Правила устройства электроустановок ПУЭ: Утв. Мин. топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 1999. – 79 с.
7. Электрическая часть станций и подстанций/Под редакцией Васильева А.А. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.:ил.
8. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
9. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
10. ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты:
11. СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля в производственных условиях».
12. СанПиН 2.2.4.548-96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

13. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».
14. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. М.: Энергоатомиздат, 2011.
15. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
16. ГОСТ 17.2.1.01-76 Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу.
17. ГОСТ 30772-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения
18. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования».
19. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
20. ТК РФ, Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.
21. ТК РФ. Глава 15. Рабочее время. Общие положения.
22. Федеральным законом от 24.07.1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».
23. ТК РФ, Статья 213. Медицинские осмотры некоторых категорий работников.
24. Харлов Н.Н. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебное пособие. Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд – во ТПУ, 2008.
25. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.13 г. №328н.
26. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: ТПУ, 2014. – 37с.

**Приложение А – Результаты расчётов баланса мощностей с помощью
таблиц среды Excel**

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

!!! Введите исходные данные в графу Н

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ГЕНЕРАТОР ТИПА 1

НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, МВт	P _{ном_G1}	210,00
ЧИСЛО	N_G1	1,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_G1	0,85

ГЕНЕРАТОР ТИПА 2

НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, МВт	P _{ном_G2}	200,00
ЧИСЛО	N_G2	2,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_G2	0,85

КОЭФФИЦИЕНТ С.Н, ПРОЦЕНТЫ	K _{с.н}	8,00
---------------------------	------------------	-------------

НАПРЯЖЕНИЕ РУ В КВ

<u>РУ ВН</u>	UBH	500,00
<u>РУ СН</u>	UCH1	220,00
<u>РУ НН</u> (ГРУ)	UHH	0,00

НАГРУЗКА НА РУ ВН

МОЩНОСТЬ НА ОДНУ ЛИНИЮ, МВт	P _{макс_ВН}	250,00
ЧИСЛО ЛИНИЙ	N_ВН	2,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_ВН	0,80
КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ	Кодн_ВН	0,87

НАГРУЗКА НА РУ СН

МОЩНОСТЬ НА ОДНУ ЛИНИЮ, МВт	P _{макс_СН}	72,00
ЧИСЛО ЛИНИЙ	N_СН	4,00
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ	Cos_СН	0,76
КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ	Кодн_СН	0,83

НАГРУЗКА НА РУ НН

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

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

!!! Перепишите расчетные данные из графы G

Руст, МВт	610,00
Реактивная мощность установленных генераторов	
Q_G, Мвар	378,04

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ

НАГРУЗОК

!!! Перепишите расчетные данные из графы G

ДЛЯ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Расчетная нагрузка

активная мощность	P_с.н.	48,80
реактивная мощность	Q_с.н.	30,24
полная мощность	S_с.н.	57,41

ДЛЯ ВНЕШНИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U ВН **500,00**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	P _{рас_ВН}	435,00
реактивная мощность	Q _{рас_ВН}	326,25
полная мощность	S _{рас_ВН}	543,75

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U СН **220,00**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	P _{рас_СН}	239,04
реактивная мощность	Q _{рас_СН}	204,42
полная мощность	S _{рас_СН}	314,53

ДЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ U НН **0,00**

Расчетная нагрузка		
активная мощность	P _{рас_НН}	0,00
реактивная мощность	Q _{рас_НН}	0,00
полная мощность	S _{рас_НН}	0,00

РАСЧЕТНАЯ МОЩНОСТЬ ДЛЯ ВНЕШНИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

активная мощность	P _{рас}	674,04
реактивная мощность	Q _{рас}	530,67
полная мощность	S _{рас}	857,87

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКА МОЩНОСТИ В СИСТЕМУ

!!! Перепишите расчетные данные из графы G

Переток		
активной мощности	P_переток	112,84
реактивной мощности	Q_переток	182,87
полной мощности	S_переток	214,88

Приложение Б – Программный расчет продолжительных режимов

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок :

$P_{ат} = -22.90000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -42.34000 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -48.13611 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим максимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = -45.84000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -84.68000 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -96.29126 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок :

$P_{ат} = 12.96300 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -11.67900 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 17.42800 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

Режим минимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = 25.87200 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -23.35800 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 34.85622 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный:

$P_{ат} = -123.72000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -104.81700 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -162.15190 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$P_{ат} = -247.44000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -209.62400 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -324.29700 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный:

$P_{ат} = -87.86400 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -74.14900 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -114.97000 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$P_{ат} = -175.72800 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -148.29800 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -229.94100 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !