

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 31 » 03 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврского проекта**

Студенту Дорощееву Станиславу Александровичу.
Группа ГЭ13-02 Направление (специальность) 13.03.02
Гидроэлектростанции.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый Енисей. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока. Утверждена приказом по университету № 47 от 20.04.2017.

Руководитель ВКР Н.А. Иванов, инженер по наладке и испытаниям, филиал ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные к ВКР: среднемесячные расходы реки Малый Енисей; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$.


Перечень разделов ВКР:

1. Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2. Водно-энергетические расчёты; 3. Основное и вспомогательное оборудование; 4. Электрическая часть; 5. Релейная защита и автоматика; 6. Компоновка и сооружения гидроузла; 7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8. Техничко-экономические показатели; 9. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока.


Перечень графического материала:

1. Генеральный план Каа-Хемской ГЭС;
2. Поперечный разрез по водосливной плотине Каа-Хемской ГЭС;
3. Поперечный разрез по грунтовой плотине Каа-Хемской ГЭС;
4. Нагрузки, действующие на водосливную плотину;
5. Поперечный разрез по станционной части Каа-Хемской ГЭС;
6. Выбор установленной мощности Каа-Хемской ГЭС;
7. Главная схема электрических соединений Каа-Хемской ГЭС;
8. Техничко-экономические показатели Каа-Хемской ГЭС;
9. Схема подключения базовых информационных модулей на Каа-Хемской ГЭС.

Руководитель ВКР


Н.А. Иванов
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению


С.А. Дорощеев
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«15» июня 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Иванова Н.А. инженера по наладке и испытаниям о
бакалаврской работе «Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый
Енисей. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж,
способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока»
Дорофееву Станиславу Александровичу

Бакалаврская работа «Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый Енисей». Представлена на 140 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках спецвопроса были изучены заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом С.А. Дорофеев показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый Енисей. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 15.06.2017


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников


подпись


« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАА-ХЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ
ЕНИСЕЙ. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ КОНТУРЫ ГЭС И РУ,
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, МОНТАЖ, СПОСОБЫ
КОНТРОЛЯ, РАСЧЕТЫ ПОТЕНЦИАЛОВ РАСТЕКАНИЯ ТОКА**

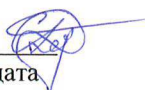
Руководитель

15.06.17 
подпись, дата

Инженер по наладке
и испытаниям
должность

Н.А. Иванов
инициалы, фамилия

Выпускник

15.06.2017 
подпись, дата

С.А. Дорофеев
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый Енисей. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 13.06.17</u> подпись, дата	<u>В.И.Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тим 16.06.17</u> подпись, дата	<u>Л.В.Мастихина</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Нико 13.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В.Козанцева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Арно 13.06.17</u> подпись, дата	<u>Ю.А.Родина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Александр</u> подпись, дата	<u>И.В.Мельник</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Арно 13.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В.Ланасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Мир 19.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Каа-Хемской ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Исходные данные	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	14
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	15
2.1.4 Определение типа регулирования	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	17
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	20
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года	21
2.3 Баланс мощности и энергии	21
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы	21
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы	21
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	25
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	29
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	29
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	31
3.3 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР	33
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки	33
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора	33
3.4 Выбор гидрогенератора	33
4 Электрическая часть	35
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	35
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	35
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов	35
4.2.2 Выбор трансформаторов СН	37
4.2.3 Выбор синхронных генераторов	37

4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета.....	38
4.4	Выбор количества отходящих линий РУВН и марки проводов	38
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	40
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ.....	40
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	40
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ	41
4.7	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения	42
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .	43
4.7.2	Выбор выключателей и разъединителей	43
4.7.3	Выбор трансформаторов напряжения	44
4.7.4	Выбор ограничителя перенапряжения	45
4.8	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	45
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	45
4.8.2	Выбор трансформаторов напряжения.....	46
4.8.3	Выбор трансформаторов тока.....	46
4.8.4	Выбор ограничителя перенапряжения.....	47
4.8.5	Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора.....	47
5	Релейная защита и автоматика.....	48
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	48
5.2	Рекомендуемый к установке устройства релейной защиты	49
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора	49
5.2.2	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора.....	51
5.2.3	Защита от повышения напряжения	54
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	54
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок.....	58
5.2.6	Дистанционная защита генератора	60
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	63
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла	66
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	66
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	66
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	68
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	68
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	71

6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	71
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	72
6.4	Гидравлический расчет водобойной плиты	73
6.5	Конструирование основных элементов плотины	74
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	74
6.5.2	Быки.....	76
6.5.3	Устои	76
6.5.4	Дренаж в теле плотины	77
6.5.5	Разрезка плотины швами.....	77
6.5.6	Галереи в теле плотины.....	77
6.5.7	Подземный контур плотины	78
6.6	Статические расчеты плотины.....	79
6.6.1	Вес сооружения.....	79
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	80
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления.	81
6.6.4	Давление наносов	82
6.6.5	Волновое давление	82
6.6.6	Расчет прочности плотины	83
6.6.7	Критерии прочности плотины	84
6.6.8	Расчет устойчивости плотины.....	85
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	87
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	87
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС	87
7.2.1	Общие положения.....	87
7.2.2	Охрана труда ГЭС.....	89
7.2.3	Ответственность.....	91
7.3	Пожарная безопасность	91
7.3.1	Ответственность за состояние пожарной безопасности	91
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	92
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	93
7.3.4	Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям.....	94
7.3.5	Содержание зданий, сооружений, помещений	95
7.4	Охрана природы	96
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	97
7.4.2	Водоохранная зона.....	98
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	100
8	Технико-экономические показатели	102
8.1	Оценка объемов продаж электроэнергии	102
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	103
8.3	Налоговые расходы.....	105

8.4 Прибыль	105
8.5 Методология, исходные данные	106
8.6 Бюджетная эффективность	107
8.7 Коммерческая эффективность	107
8.6 Анализ чувствительности проекта	107
9 Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока	110
9.1 Общие сведения	110
9.2 Рабочие и электротехнические функции заземляющих устройств	110
9.3 Конструктивное исполнение.....	111
9.4 Монтаж контуров заземления	111
9.5 Способы контроля	116
9.6 Сезонные изменения параметров электрической структуры земли	120
9.7 Расчеты потенциалов растекания тока	121
Заключение	125
Список использованных источников	127
Приложение А- Анализ исходных данных	132
Приложение Б- Водно-энергетические расчеты	134
Приложение В- Основное и вспомогательное оборудование	137
Приложение Г- Релейная защита и автоматика	139

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КАА-ХЕМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Малый Енисей;
2. Местонахождение ГЭС Республика Тува;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 369 м³/с;
 - б) всех турбин 552 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 4545 м³/с;
0,01% 5918 м³/с;
 - г) минимальный 126 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 656,0 м;
ФПУ 658,00 м;
УМО 644,41 м;
 - в) объемы:
 - полный 3,98 м³;
 - полезный 2,51 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 29,75 м;
 - б) средний 17,57 м;
 - в) расчетный 22,80 м;
 - г) минимальный 15,40 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 112 МВт;
 - гарантированная 65 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 630 млн. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 102 м / 32,07 м;
 - б) правобережная глухая 265 м / 32,07 м;
 - в) водосливная 60 м / 32,07 м;
 - г) стационарная 66 м / 32,07 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстий 20×12;
 - в) общая длина 60 м;
 - г) максимальная высота 32,07 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании гранодиорит;

- в) тип спиральной камерыбетонная трапецеидальная;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов..... 12 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ306-В-450;
- б) тип генератора.....ВГС-800/110-42;
- в) мощность генератора 28 МВт;
- г) частота вращения 142,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТД-63000/110;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ 11,47 млрд. руб.;
- б) удельные капиталовложения 102,46 тыс.руб./кВт;
- в) себестоимость энергии 14 коп/кВт·ч;
- г) показатели эффективности: ЧДД..... 3,9 млрд. руб.;
- Срок окупаемости5 лет.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Малый Енисей берёт своё начало при слиянии двух рек в северной Монголии. Длина реки - 563 км. Площадь водосборного бассейна составляет 58 700 км². Бассейн Малого Енисея горная область, граница которой на севере и востоке являются административными границами Тувы с Бурятией, Иркутской областью и Красноярским краем.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в районе резко континентальный, характерный для области, которая значительно удалена от океанов и окружена высокими горами. На территории района круглый год господствуют континентальные воздушные массы юго-западного направления. Для такого климата характерны большая годовая и суточная амплитуда температуры воздуха, сравнительно небольшая годовая сумма осадков и неравномерное их распределение в течение года, резкая выраженность времен года.

Средняя температура января бывает -29°C , июля $+20^{\circ}\text{C}$ (таблица 1.1). Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом - $+40^{\circ}\text{C}$, зимой - -48°C . Годовая амплитуда колебаний температур превышает 80°C .

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа
Температура в градусах Цельсия

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-29,1	-19,0	-9,1	0,0	10,0	17,0	20,0	15,8	8,0	0,2	-9,8	-20,2

Среднегодовое количество осадков колеблется от 250 до 1000 мм.

Важным климатообразующим фактором является атмосферная циркуляция, которая зависит от рельефа местности, удаленности ее от морей и океанов. Движение воздушных масс сопровождается изменением погоды в этом районе: давления атмосферы, температуры, влажности воздуха и характера облачности. Воздушные массы постоянно определяют тип климата.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина 563 км, площадь бассейна 58 700 км². Местность горная, в русле имеются пороги. В основании диориты.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Малый Енисей за период 1922-1971 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 369 \cdot 31536000 = 11,6 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Верхнего бьефа		Нижнего бьефа	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
626	0	626	0
635	0,5	629	300
644	1,5	632	860
648	2,0	635	1580
653	3,0	638	2440
656	3,9	641	3480

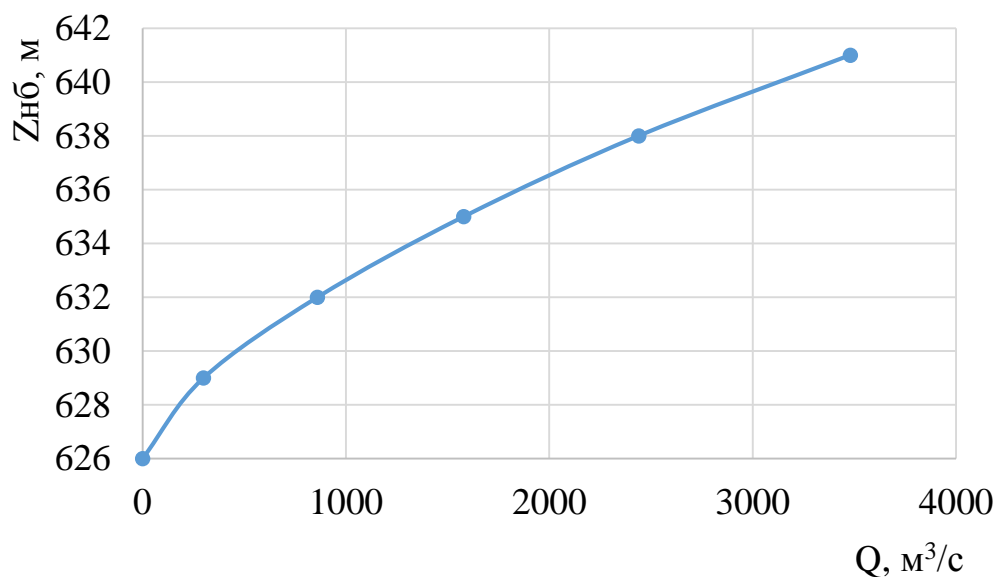


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

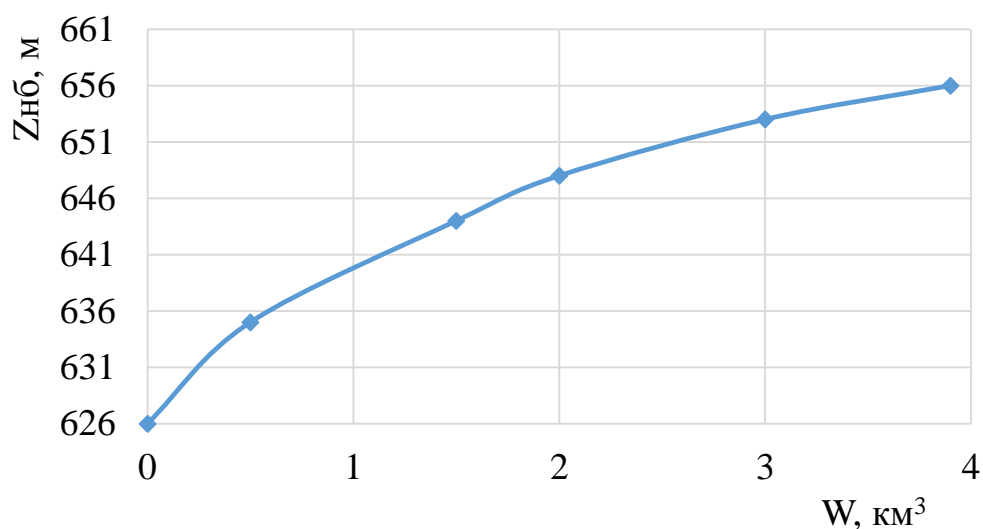


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Каа-Хемской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Малый Енисей – гранодиорит.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Каа-Хемская ГЭС предназначена для работы в РДУ Тувы. Выработка электроэнергии ГЭС может быть для покрытия потребностей Тувинской Республики.

Данные взяты с учетом развития республики. В данный момент имеются утвержденные проекты: цементного, кирпичного заводов и завода угольных брикетов.

Энергия для построения интегральной кривой нагрузки:

$$W_t = \sum_1^{t-1} P_t - (t - 1) \cdot P_t, \quad (1.2)$$

где P_t - мощность в заданный час суток.

Результаты расчёта интегральной кривой нагрузки представлены в приложении А, таблица А.2.

Суточные графики и интегральная кривая нагрузки представлены на плакате «Использование водной энергии».

Мощности необходимые для построения годовых графиков:

– значения среднемесячной мощности потребления РДУ Тувы соответствующее зиме и лету:

$$P_{\text{ср}}^3 = 383 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср}}^л = 321 \text{ МВт}.$$

– значения максимальной мощности потребления РДУ Тувы соответствующее зиме и лету:

$$P_{\text{max}}^3 = 450 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{max}}^л = 405 \text{ МВт}.$$

Для построения годовых графиков среднемесячных и максимальных нагрузок определяем коэффициенты:

$$a = \frac{P^3 + P^л}{2}, \quad (1.3)$$

$$b = \frac{P^3 - P^л}{2}, \quad (1.4)$$

где $P^3, P^л$ – мощность среднемесячная нагрузки или максимальная или среднемесячная генерации по зиме и лету соответственно, в зависимости от того для построения какого графика используется этот коэффициент.

Мощности для каждого месяца определяем по формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t + 15^\circ), \quad (1.5)$$

где t – порядковый номер месяца;
 a, b – коэффициенты, найденные по формулам (1.3 – 1.4).

Результаты расчёта годовых графиков представлены в приложении А, таблица А.3.

Годовые графики нагрузок представлены на рисунке 1.3.

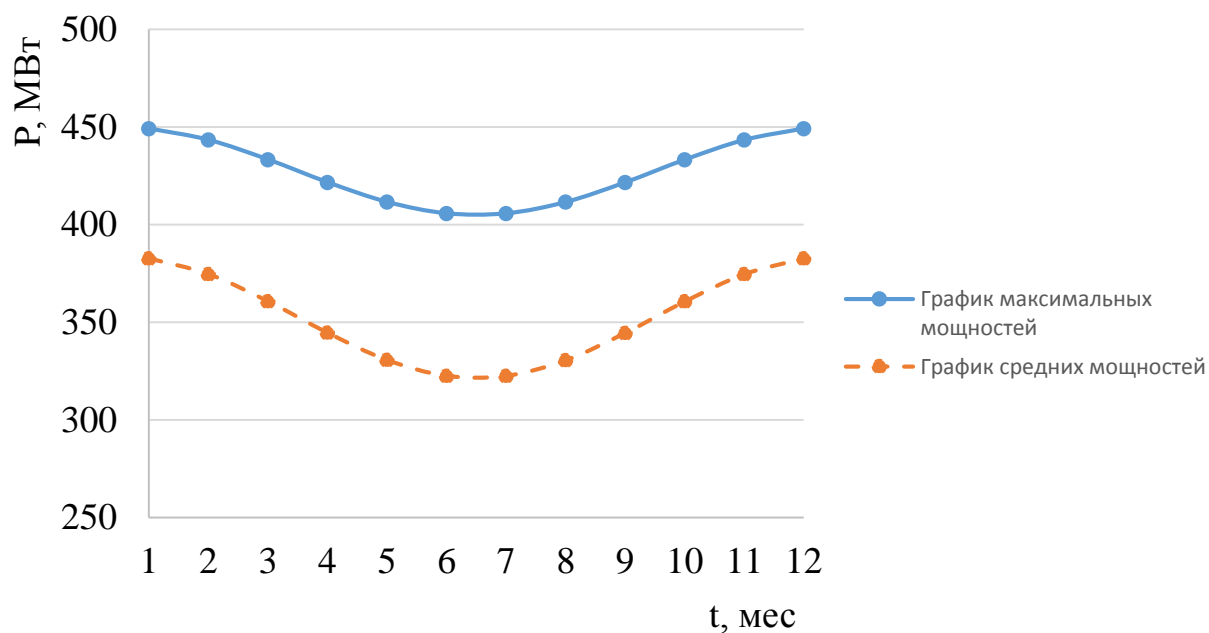


Рисунок 1.3 – Годовые графики нагрузок

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов были выбраны следующие станции:

- Майнская ГЭС – в частности профиль бетонной плотины;
- Бурейская ГЭС – в турбинно-генераторной части.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Данные по энергосистеме:

- Энергосистема Тувы;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;
- Схема использования реки: Одиночная ГЭС;
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,8;
- Требования участников ВХК и потери воды (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Требования участников ВХК

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	133	133	133	266	266	266	266	266	266	266	133	133
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	1	1	1	1	1	-	-	-	-
Льдообразование	1	1	-	-2	-2	-	-	-	-	-	1	1

Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Малый Енисей в створе Каа-Хемской ГЭС за период с 1922 г. по 1971 г представлен в приложении А, таблица А1.

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.1)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

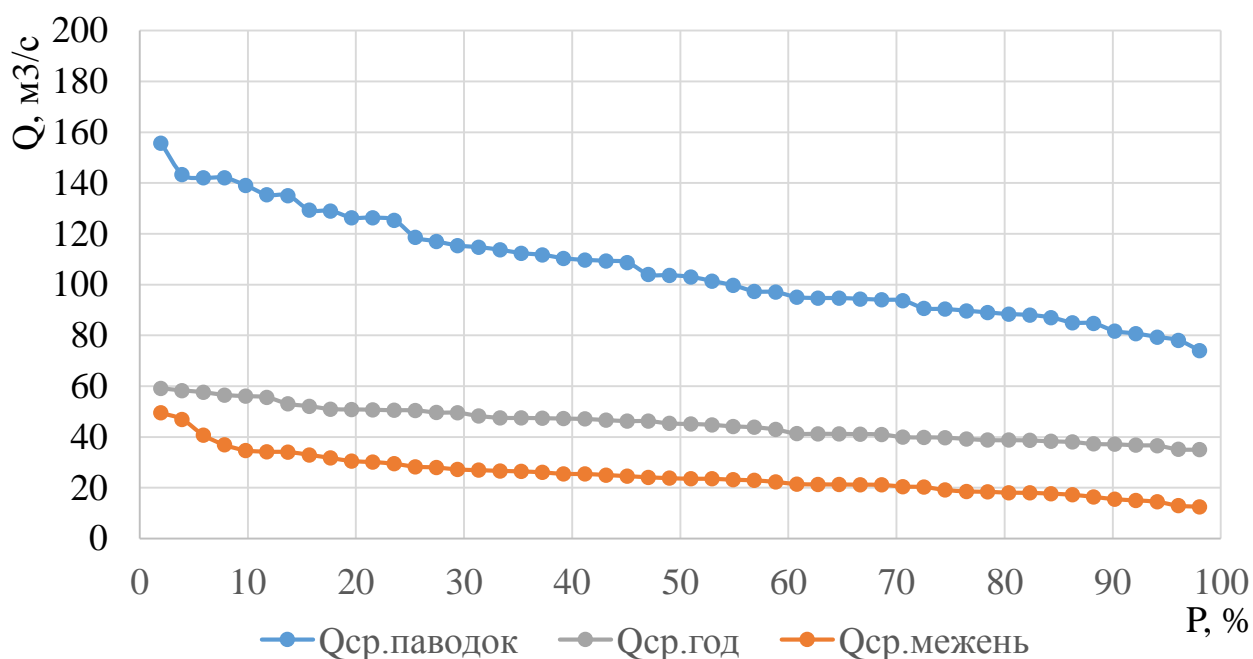


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Для маловодного корректировки не требуется, т.к. это сильно исказит данные.

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1948 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1935}}{Q_M^{1966}} = \frac{123}{103} = 1,2, \quad (2.2)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1943}}{Q_{\Pi}^{1966}} = \frac{935}{977} = 0,9. \quad (2.3)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1966 г.

Так как на кривых при заданной обеспеченности оказались разные годы, значит необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности. Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

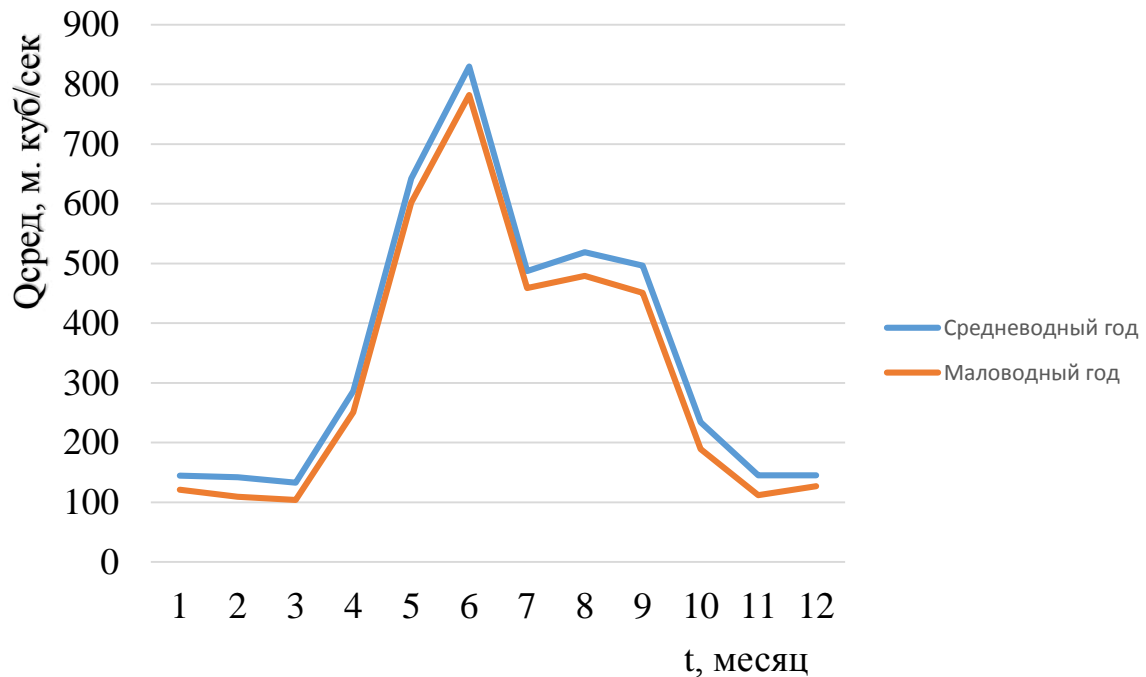


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.4 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 30%. Если отметка НПУ 656 м, а отметка сухого дна 626 м, тогда:

$$V_{УМО} = 656 - 0,30 \cdot (656 - 626) = 647 \text{ м.}$$

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 3,98 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 1,47 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{ВНПУ}} - V_{\text{ДУМО}} = 3,98 - 1,47 = 2,51 \text{ км}^3. \quad (2.4)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{2,51}{11,6} = 0,21, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.5);
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в заданном створе.

Принимается годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Каа-Хемской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ - среднемесячный расход маловодного года;

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.7)$$

где k_N – коэффициент мощности;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (ноябрь). Под регулирование попали 5 месяцев. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Намеченные среднемесячные мощности работы станции в условиях маловодного года

Мощности в мегаваттах												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P_t	65	57	43	39	74	67	74	73	61	70	57	65

Сразу оговорим то, что в результате водноэнергетического расчёта мощности месяцев, попавших под регулирование, получатся несколько меньше. Это объясняется тем, что в данном расчёте делается допущение о постоянстве и равенстве уровня верхнего бьефа нормальному подпорному уровню.

2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 656$ (м) и $V_{п} = 3,98$ (км³).

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t \quad (2.8)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.6);
 $Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_{вдх}^t$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\text{Ф}}^t. \quad (2.9)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК. Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{ВДХ}}^t \cdot t, \quad (2.10)$$

где t – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.11)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.12)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.9);

H^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.11)

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.2.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 65 \text{ МВт.}$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 644,4 \text{ м.}$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 2,5 \text{ км}^3.$$

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре

$$\nabla \text{ВБ}_p = 648,8 \text{ м.}$$

– графики сработки-наполнения водохранилища маловодного и средневодного годов представлены на рисунке 2.3.

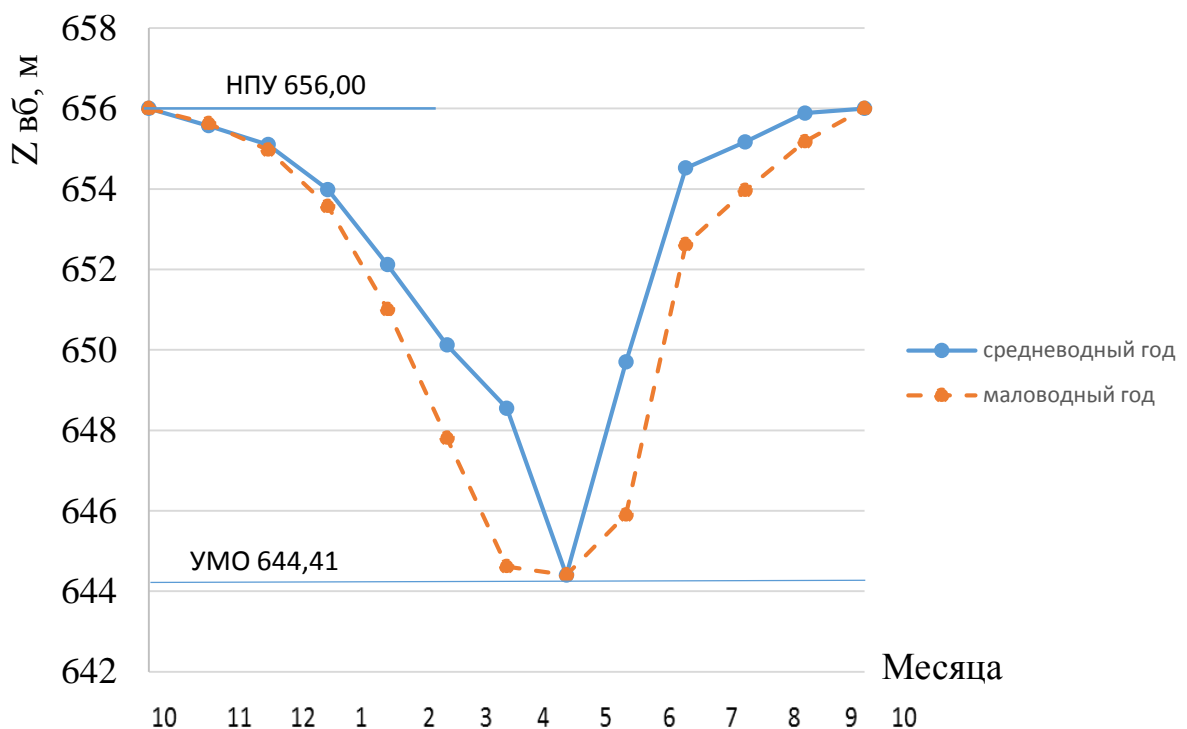


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища маловодного и средневодного годов

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Каа-Хемская ГЭС будет использована для работы в пике и в базе нагрузки Тувинской РДУ на плакате «Использование водной энергии».

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же

треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются.

$$N_{\text{выт.раб}} = 110 \text{ МВт.}$$

На Каа-Хемской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 112 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года.

Сработка водохранилища производится по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.3).

Наполнение водохранилища производится по мощностям в период наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.3).

Среднемноголетняя выработка – 630 млн. кВт·ч.

График сработки-наполнения представлен на рисунке 2.3.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Каа-Хемской ГЭС (приложение Б, таблица Б.3), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергий энергосистемы Тувы (плакат «Использование водной энергии»).

2.3.2 Баланс мощности энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет. Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \text{ мес} = \frac{1 \cdot 112}{6} \text{ мес} = 18 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.13)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность Каа-Хемской ГЭС.

На тепловых станциях энергосистемы Тувы предусмотрен нагрузочный резерв 2% и аварийный резерв – 8%.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 84 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right). \quad (2.14)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.4 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году
Мощность в мегаваттах

М	Нагрузка системы			Каа-Хемская ГЭС			Тепловые	
	P_{max}	$P_{\text{ав}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{ав}}$
1	449	36	6	110	6	-	48	4
2	443	35	5	107	5	-	47	4
3	433	35	5	104	5	14	46	4
4	422	34	5	101	5	-	44	4
5	412	33	5	98	5	-	43	3
6	406	32	5	94	5	-	42	3
7	406	32	5	94	5	-	42	3
8	412	33	5	98	5	-	43	3
9	422	34	5	101	5	-	44	4
10	433	35	5	104	5	14	46	4
11	443	35	5	107	5	-	47	4
12	449	36	6	110	6	-	48	4

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 626$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 648,8$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 644,4$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 133 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Каа-Хемской ГЭС из выражения;
 k_N – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены на рисунке 3.1.

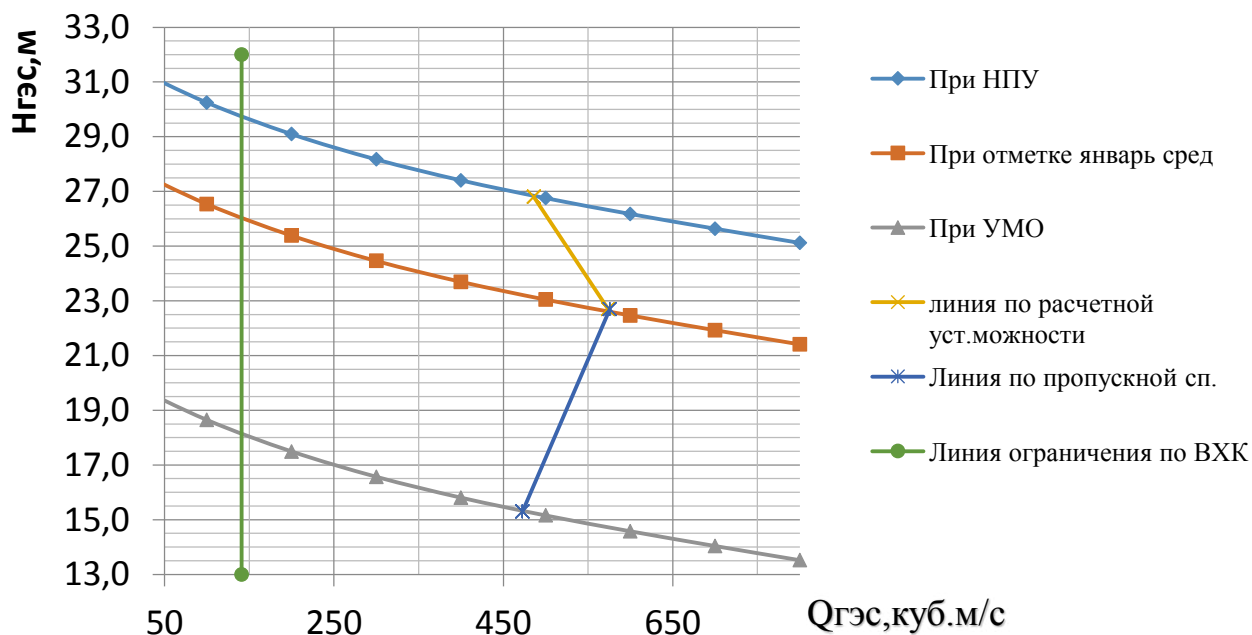


Рисунок 3.1 – Режимное поле Каа-Хемской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 29,7 \text{ м.}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q_{расч}^{max} = 577 \text{ м}^3/\text{с.}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 22,8 \text{ м.}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 15,4 \text{ м.}$$

3.2.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ-30б
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	130
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,911
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	8
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	2
Диаметр модельной гидротурбины	$D_{1 м}, \text{ м}$	0,46
КПД в расчетной точке	$\eta_{м р.т.}$	0,89

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [1];

H_M – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;
 ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;
 ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для поворотно-лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [1]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Малый Енисей:

$$t_H = 10 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным [1] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{Г\text{ ср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где N'_a – мощность агрегата из выражения (3.5).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{cp}}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.17).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.9), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.5) - (3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы В.1 и В.2 приложения В.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблицах В.1 и В.2 приложения В, представлены в о. е. $\cdot \text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим исходя из следующих положений:

- число агрегатов должно быть кратно 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений;
- необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов при возможно большей мощности каждого из них;
- число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС, не должно быть меньше двух;
- исключаем типы турбины, в которых точка оптимума не входит в рабочую зону.

Из анализа таблицы В1 и приложения В выбираем гидротурбину ПЛ-30б-В с следующими параметрами:

$$D_1 = 4,5 \text{ м},$$

$$D_0 = 1,212 \cdot D_1 = 1,212 \cdot 4,5 = 5,45 \text{ м}, \quad (3.11)$$

$$z_0 = 4.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ30б-В-450 с построенной рабочей зоной представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики $H_S(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0M} = 0,316 \cdot D_{1M} = 0,316 \cdot 0,46 = 0,145 \text{ м}, \quad (3.12)$$

где D_{1M} – диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0M} \cdot \frac{D_1}{D_{1M}} = 0,145 \cdot \frac{4,5}{0,46} = 1,41 \text{ м}, \quad (3.13)$$

где D_1 – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения (3.11).

Для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$Z_{Х.ПЛ.} = 1,5.$$

Принимаем коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной в пределах 1,05-1,15:

$$k_\sigma = 1,05.$$

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + Z_{Х.ПЛ.}, \quad (3.12)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;
 k_{σ} – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения (3.25);
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;
 H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;
 $Z_{\text{х.пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Пересчитаем точку пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по пропускной способности в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.11):

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 4,5}{\sqrt{30 \cdot 1,037}} = 115,7 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке (точка 1) определяем:

$$\sigma = 0,22.$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 629,5 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.12) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{629,5}{900} - 0,22 \cdot 30 - 1,5 = 1,55 \text{ м.}$$

Пересчитаем точку в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.11):

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 4,5}{\sqrt{15,4 \cdot 1,037}} = 160,8 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,35.$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 628 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.12) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{628}{900} - 0,35 \cdot 15,4 - 1,5 = 2,71 \text{ м.}$$

Данному режиму соответствует режим работы станции с максимальным расходом и расчётным напором. Данный режим соответствует на режимном поле (приложение В, рисунок В.1) расчётной точке.

Пересчитаем эту точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 4,5}{\sqrt{22,8 \cdot 1,037}} = 132,2 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,47.$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 629,5 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{629,7}{900} - 0,42 \cdot 22,8 - 1,5 = -2,61 \text{ м.}$$

Из условия обеспечения бескавитационной работы высоту отсасывания выбирают такой, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_S = -2,61 \text{ м.}$$

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,87 \cdot D_1 = 2,87 \cdot 4,5 = 12,91 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,663 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 4,5 = 7,48 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 187,3^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 4,5 = 12,12 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 3,794 \cdot D_1 = 3,794 \cdot 4,5 = 17,07 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,765 \cdot D_1 = 2,765 \cdot 4,5 = 12,44 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{28}{142,8}\right)^{0,35} = 60 \text{ мм.} \quad (3.18)$$

где N_a – мощность агрегата;
 n_c – синхронная частота вращения турбины.

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 4 \text{ м.}$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 12,12 + 2 \cdot 1,3 = 14 \text{ м,} \quad (3.19)$$

где $B_{\text{сп}}$ – ширина спиральной камеры из выражения (3.15);
 $B_{\text{сл}}$ – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [4]:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 14 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 14 + 14 = 66 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 13 \text{ м.}$$

3.3 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР

3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

Котел на одну треть заполнен воздухом и на две трети – маслом под давлением. На сливном баке смонтированы маслonaсосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслonaвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2] определяем маслonaпорную установку МНУ 6,3/1 – 40.

3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [2] определяем тип ЭГРК. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГР. Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-МП-100-4.

3.4 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

$$n_c = 142,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{28}{0,85} = 35 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.22)$$

Число полюсов генератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{142,8} = 42. \quad (3.23)$$

Выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-723/130-42.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Каа-Хемской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

Предлагаемый вариант структурной схемы представлен на рисунке 4.1.

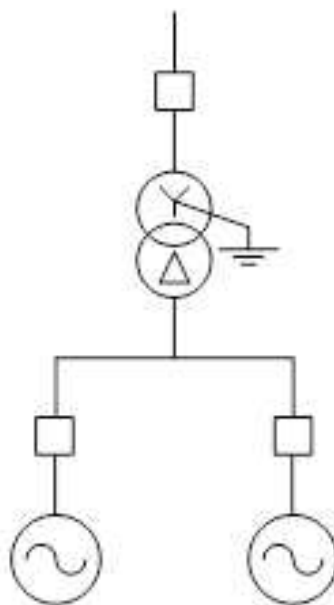


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (28 - 28 \cdot 0,01)}{0,85} = 61,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТД 63000/110-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 -Каталожные данные трансформатора ТД 63000/110-УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	121	10,5	10,5	245	35	0,25

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8729 = 305,51 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{61,6}{63} \right)^2 \cdot 2592 = 607,13 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

$$I_{пот} = 0,045 \cdot 305,51 + 0,045 \cdot 607,13 = 40,87 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для двух блоков:

$$I_{пот1}^{110} = 2 \cdot 40,87 = 81,75 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{ГНОМ}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ГНОМ}}{\cos \varphi_G} = 0,01 \cdot \frac{28}{0,8} = 0,28 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 110 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Выбирается трансформатор ТСЗ-630/10-УЗ.

4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор ВГС– 800/110-42 производства НПО "ЭЛСИБ".

Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Паспортные данные генератора ВГС – 800/110-42.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{ГНОМ}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_G, \text{о.е.}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{ГНОМ}$	$P_{ГНОМ}$				x_d''	x_d'	x_d
35	28	10,5	0,85	0,967	0,27	0,41	1,1

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.8)$$

где K_{T} – стоимость силового трансформаторов;

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость ячейки КРУЭ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.8):

$$K_1 = 2 \cdot 90720 + 2 \cdot 982 + 7 \cdot 13600 \cdot 3 = 469000 \text{ тыс. руб.}$$

Значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.9)$$

где $E_{\text{н}}$ – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке (приказ Минстроя от 14.09.92 № 209); в настоящее время $E_{\text{н}} = 0,15$.

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоками по формуле (4.9):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 469000 + 39447,7 = 109797,7 \text{ т. руб.}$$

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{Г}} \cdot \left(\frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \right), \quad (4.10)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left(\frac{28 - 28 \cdot 0,01}{0,8} \right) = 140 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}, \quad K = 1,4, \quad \cos\varphi_c = 0,82.$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{140}{(1,4 \cdot 30 / 0,82)} = 2,7 \text{ шт.} \quad (4.11)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{140}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,238 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 238 = 250 \text{ А.} \quad (4.13)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 95/16.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{140}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,298 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-95/16

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,306	0,421	$2,61 \cdot 10^{-6}$

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 110 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (4.15)$$

$$x_{Г} = 0,27 \cdot \frac{10,5^2}{63} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{6} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ.} \quad (4.16)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (4.17)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.18)$$

$$x_C = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом.}$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n}, \quad (4.19)$$

$$x_L = \frac{0,44 \cdot 3,6}{4} = 0,37 \text{ Ом.}$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 110 = 110 \text{ кВ.} \quad (4.20)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{110} = 0,095. \quad (4.21)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_L = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,1 \cdot 3,6}{4} = 0,09 \text{ Ом,} \quad (4.22)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{1} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1,2}{1} \cdot \frac{110^2}{63^2} = 0,45 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.4-4.6) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.7).

Таблица 4.4 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	R	X	$K_{T/r}$
Тр-р	Тр-р	1	3	0,45	24,41	0,095
ЛЭП	ЛЭП	3	4	0,09	0,37	0

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$, кВ
у	1	Генератор 1	10,5
у	2	Генератор 2	10,5
у	3	Генератор 3	10,5
у	4	Генератор 4	10,5
у	5	Система	110

Таблица 4.6 – Исходные данные по генераторам

№ агр.	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Система	4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110
2	Блок 1	1	0,014	0,47	0,014	0,22			10,5
3	Блок 2	2	0,014	0,47	0,014	0,22			10,5

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Точка КЗ	i_y , кА	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{п0}^{(1)}$, кА
Шина 110 кВ	9,02	4,15	6,3
Вывода генератора	123	49	-

4.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках,

контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ} \cdot k_{Т}} = 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10} = 205 \text{ А.} \quad (4.24)$$

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2050 \text{ А.} \quad (4.25)$$

Рабочий максимальный и утяжеленный токи в линии связи с системой:

$$I_{Л1-Л2,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_{W} \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{Г1-Г6} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot n_{W} \cdot U_{НОМ}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 147 \text{ А,} \quad (4.26)$$

$$I_{Л1-Л2,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot (n_{W} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 196 \text{ А.} \quad (4.27)$$

4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый выключатель ВЭБ-110/3150УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели элегазовые серии ВЭБ предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 35кВ, 110 кВ и 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации при верхнем рабочем значении температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40°С. Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет -55°С. По заказу возможна поставка выключателей в климатическом исполнении УХЛ1 - нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 60°С; в климатическом исполнении Т1 - верхнее

рабочее значение температуры окружающего воздуха +55°C. Параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Каталожные данные выключателя ВЭБ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВЭБ -110
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 196 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 9 \text{ кА}$	

Выбран: Разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1.

Разъединитель типа РДЗ-110/1000 УХЛ1, производства Самарский завод «Электроцит». Разъединители наружной установки типа РДЗ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110, с созданием видимого разрыва.

Полюс разъединителя выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей в горизонтальной плоскости и состоит из цоколя, изоляционных колонок, токоведущей системы и заземляющего устройства. Контактные ножи разъединителя выполнены из двух медных параллельных шин, установленных на «ребро» и расположенных в два яруса, один конец которых гибкими связями соединен с контактным выводом, а на другом образован съемный контакт. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий. Параметры представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9- Каталожные данные разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РДЗ-35
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 196 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 9 \text{ кА}$	

4.7.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНГ-110.

Трансформатор напряжения индуктивный антирезонансный элегазовый серии ЗНГ, производства, «Электромаш», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 110 кВ. Трансформаторы соответствуют требованиям ГОСТ 1983- 2001, МЭК 61869-1, МЭК 61869-3 и технических условий 1БП 759.001 ТУ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальное мощность В· А: 100.

4.7.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 110 кВ. Производитель «ТавридаЭлектрик». В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-РК-110 УХЛ1.

4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем газовый выключатель ВГГ-10 фирмы «Энерго союз». Газовые высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 10,5 кВ. Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Параметры представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10- Каталожные данные ВГГ-10

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-10
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, А	1729	4000
Ток КЗ, кА	49	63

Выбран: Разъединитель РВР 10,5/4000 У1.

Разъединитель типа РВР 10,5/4000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий». Параметры представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11- Каталожные данные разъединитель РВР 10,5/4000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 10,5
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 1729 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 49 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 123 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 125 \text{ кА}$

4.8.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОЛ10.

Трансформатор напряжения ЗНОЛ, производства, «Свердловский завод трансформаторов тока», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ. Трансформатор ЗНОЛ10 предназначен для эксплуатации при условиях ,высота установки над уровнем моря не более 1000 м, температура окружающего воздуха от минус 60°С до плюс 50°С для исполнения "УХЛ1" и от минус 10°С до плюс 55°С для исполнения "Т1".

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 900.

4.8.3 Выбор трансформаторов тока

Выбран: трансформатор тока ТШЛ10 .

Трансформатор тока ТШЛ10 (ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТШЛ10 предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5Р;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

4.8.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-П-10 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 10,5 кВ. Производитель «Завод энергозащитных устройств».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

4.8.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ ВГС 800/110-42:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДН-63000:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 110 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 1920$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 2000/5$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.1)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N$.

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_N. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 8533,3 = 853,3 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_N}{I_T}, \quad (5.5)$$

$$K_T > \frac{853,3 \cdot 2}{8533,3},$$

$$K_T > 0,2$$

где $K_N = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

Принимаем типовое значение уставки $I_{\text{НТ}} = 0,5$.

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

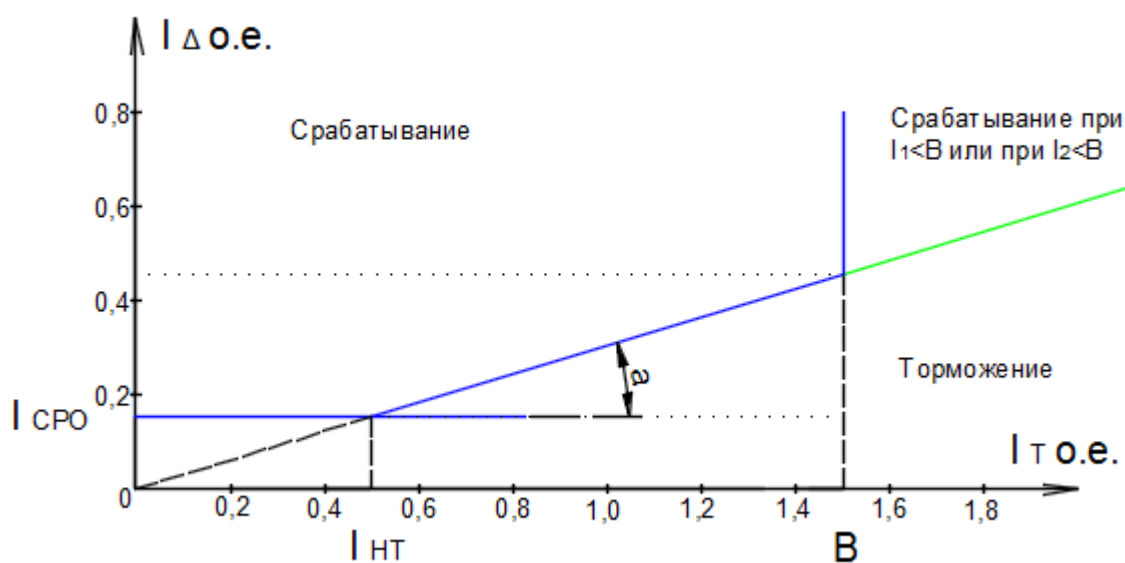


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со

стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

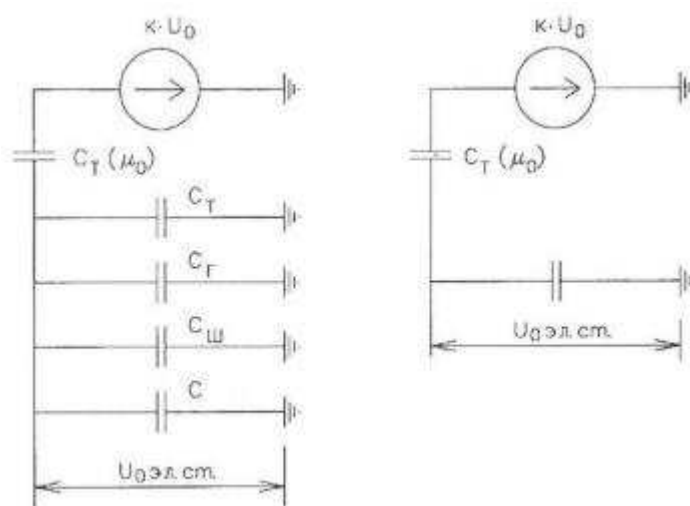


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

- C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
- C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,5 + 0,008 + 0,015 = 0,53 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 21,17 \text{ кВ.} \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 4,6 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 21170 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,53} = 116,9 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 116,9}{\frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,05,$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемое в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой

времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.13)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора.

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.14)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{СИГН}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07; I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H.$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 888 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.22)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

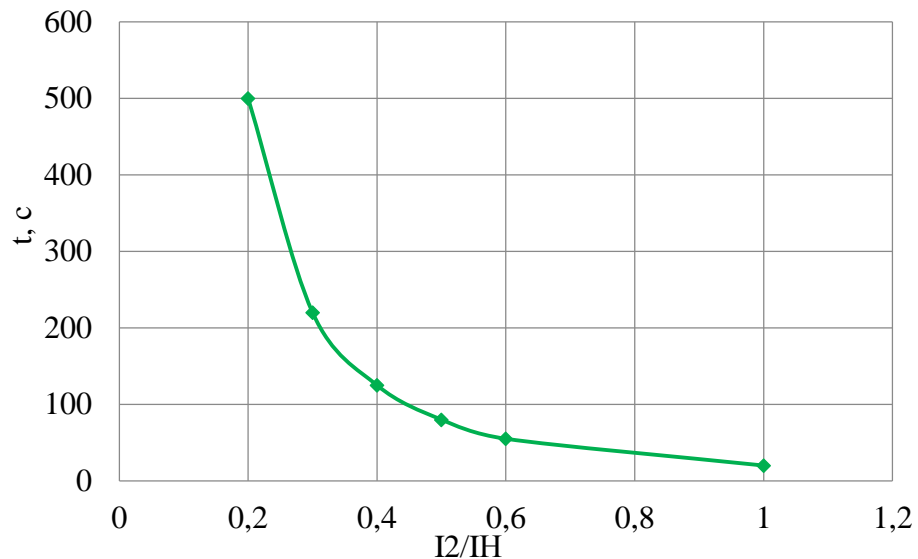


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

- а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (0,27 + 0,21 + 0,097)} = 1,14 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2(x_{\text{л}} + x_{\Sigma\Gamma})} + \frac{E_{\text{С}}}{(x_{\text{с}} + \frac{x_{\text{л}}}{n-1})^2}, \quad (5.25)$$

$$I_{*}^{\text{МИН}} = \frac{1,1}{2(0,37 + 0,47)} + \frac{0,956}{\left(1,21 + \frac{0,37}{4-1}\right)^2} = 0,65 + 0,53 = 1,18,$$

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бл}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,66, \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИН.Г}} = I_{*}^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_{\text{л}}) = 1,18 / 8 = 0,14, \quad (5.27)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_{*}^{\text{МИН}} \cdot I_{\text{б}} = 0,14 \cdot 0,66 = 0,09 \text{ кА}, \quad (5.28)$$

$$I_{2с.з.} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_{\text{T}}}{\frac{\sqrt{3}}{K_{\text{ч}}}} = \frac{2 \cdot 0,09 \cdot 10,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}}$$

$$= 1,75 \text{ кА} \quad (0,9 I_{\text{н}}) \quad (5.29)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

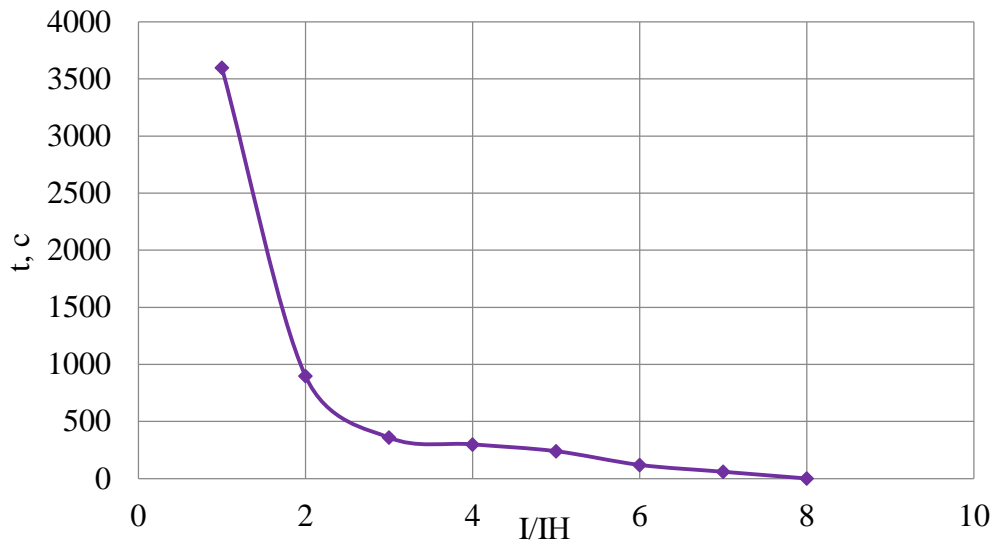


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В}. \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Каа-Хемская ГЭС – Кызыл:

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 17,35 + \frac{0,8}{7} \cdot 0,37 = \\ &= 13,92 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{80} = 17,35 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{35}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{35}{115^2} \cdot 0,37 = 0,003,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,003 \cdot 3,93 = 0,011 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{35} = 3,93. \quad (5.36)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,011 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,03 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,1 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1920} = 4,21 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,1} = 2,773, \quad (5.39)$$

где $I_{\text{В.Х.Х}}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,773} = 0,343 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,773} = 0,306. \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 72,14^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ 2}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,343}{1,1} = 0,311 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{C32} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,311 \cdot \frac{10,5^2}{35} = 0,85 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C32} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,27 \cdot 2000/5}{10500/100} = 1,02 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 1,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,012 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,132 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

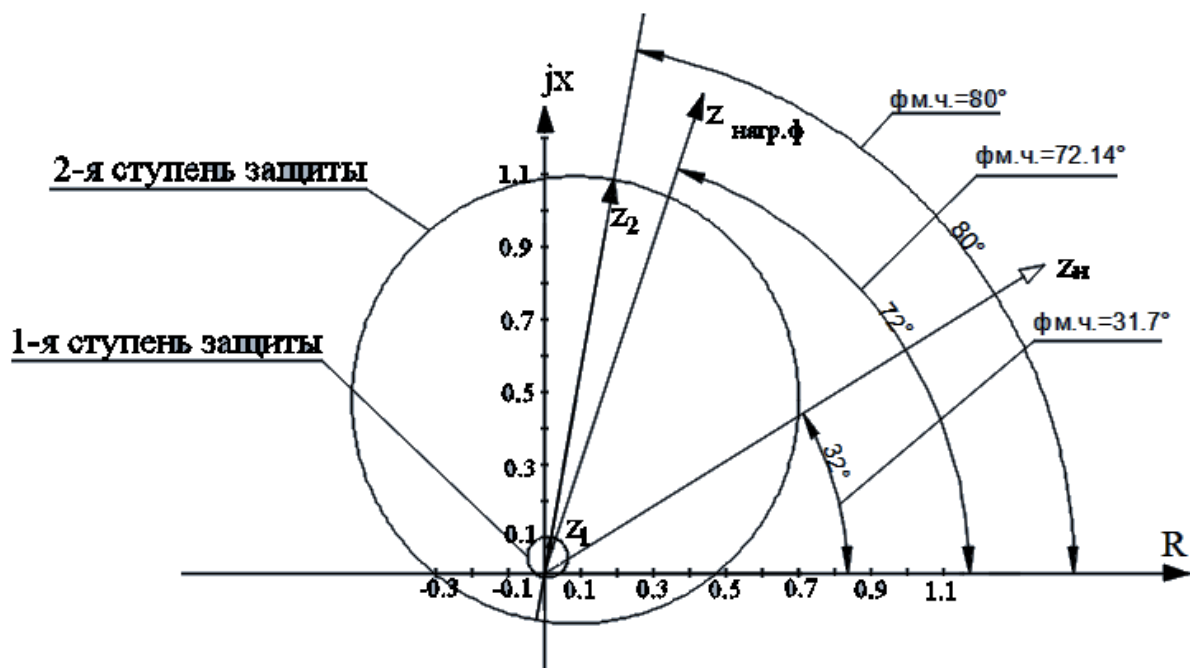


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

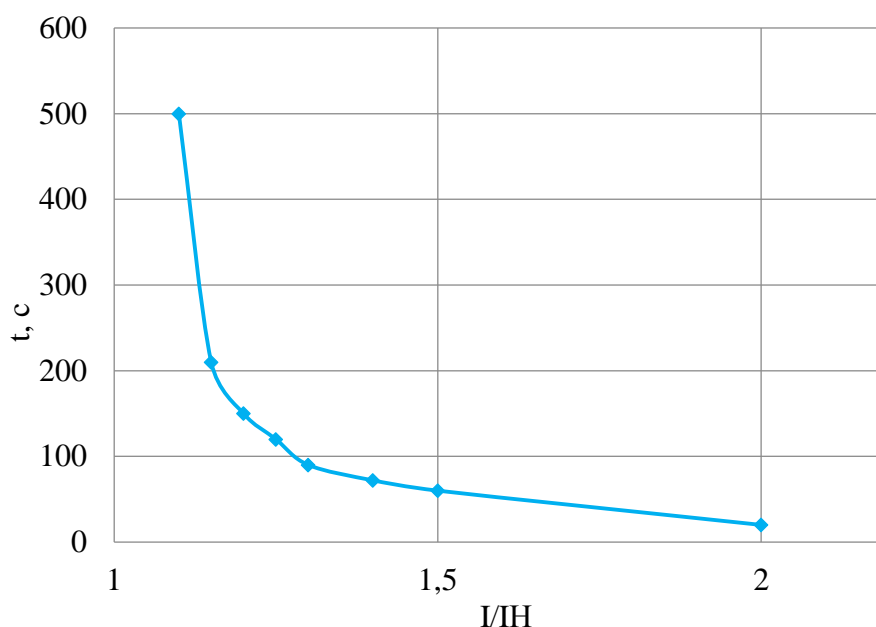


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.47)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты блока генератор - трансформатор средней и малой мощности были выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики типа Сириус-3-ГС компании «Радиус автоматика», предназначены для применения в качестве комплексной системы защит стационарного оборудования ГЭС, а также для реализации устройств управления и автоматизации.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в Приложении Г (таблица Г.1),(таблица Г.2).

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_S, \quad (6.1)$$

где h_S – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ.

$$h_S = \nabla h_{\text{set}} + h_{\text{run}1\%} + 0,5, \quad (6.2)$$

где ∇h_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;

$h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины.

Высота ветрового нагона:

$$\nabla h_{\text{set}} = k_W \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_W – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, $k_W = 2,01 \cdot 10^{-6}$;

v – Максимальная скорость ветра, $v = 15$ м/с;

L – длина разгона воды, $L = 3000$ м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, $\alpha = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{656 - 626}{2} = 15 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Определяем высоту ветрового нагона по формуле (6.3):

$$\nabla h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \frac{15^2 \cdot 3000}{9,81 \cdot 15} \cdot 1 = 0,009 \text{ м},$$

$$\nabla h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \frac{15^2 \cdot 3000}{9,81 \cdot (15 + 0,5 \cdot 0,009)} \cdot 1 = 0,009 \text{ м}.$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 3000}{15^2} = 130,8, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{15} = 14126,4. \quad (6.6)$$

По графику определяем:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,04, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,03,$$

выбираем минимальное значение, откуда $\bar{h} = 0,688$ м;

$$\frac{g \cdot T}{v} = 2,56, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot T}{v} = 2,28,$$

выбираем минимальное значение, откуда $T = 3,486$ с.

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{3,486^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 18,985 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Выполняем проверку на глубоководность:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d,$$

$$15 > 0,5 \cdot 18,985;$$

$$15 > 9,492 \text{ — условие выполнено.}$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,688 \cdot 2,1 = 1,445 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где K_i — коэффициент, определяемый по графику.

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.11)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равно 4 ;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра и угла наклона откоса к горизонту;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$, на глубокой воде и $\text{ctg } \varphi$.

$$k_r = 1, k_p = 0,9, k_{sp} = 1,1.$$

$$k_{run} = 1,1 \text{ при } \bar{\lambda}_d/h_{1\%} = 13,14.$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,445 = 1,573 \text{ м.}$$

Таким образом, подставляя найденные значение в формулу (6.2), получим:

$$h_s = 0,001 + 1,573 + 0,5 = 2,074 \text{ м.}$$

Тогда отметка гребня плотины:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 656 + 2,074 = 658,074 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{ГП} = 658,074 \text{ м.}$

6.2 Гидравлический расчет водосливной плотины

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Из исходных данных известен $Q_{maxрасч0,1\%} = 4545 \text{ м}^3/\text{с.}$

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая, который должен пропускаться при НПУ с учетом пропуска через ГА

$$Q_{расч} = Q_{maxрасч0,1\%} - Q_{ГА} \cdot (n - 1), \quad (6.13)$$

где $Q_{maxрасч0,1\%}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{ГА}$ – расход через гидроагрегаты ГА;

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_{расч} = 4545 - 137,42 \cdot (4 - 1) = 4132,74 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.14)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, равный

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.15)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_h \cdot h_{\text{НБ}} = 3,8 \cdot 18 = 68,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.16)$$

где v_h – допустимая скорость на рисберме, $v_h = 3,8 \frac{\text{м}}{\text{с}}$;

$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 644 - 626 = 18 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, которая определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}} 0,1\%$, $h_{\text{НБ}} = 18 \text{ м}$.

По формулам (6.13) и (6.12) определяем:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 68,4 = 85,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$B = \frac{4132,74}{85,5} = 48,4 \text{ м}.$$

Принимаем ширину водосливного фронта $B=60\text{м}$.

Определяем количество водосливных отверстий. Задаемся стандартной шириной пролета водосливного отверстия $b = 20 \text{ м}$, тогда число водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{50,67}{20} = 2,53. \quad (6.17)$$

Округляем до целого и принимаем $n = 3$.

$$B = 3 \cdot 20 = 60 \text{ м}.$$

Поскольку $b = 20 \text{ м}$, то ширина быка:

$$\begin{aligned} d &\geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \\ d &\geq (0,12 \div 0,16) \cdot 20 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

$$d \geq (2,4 \div 3,2) \text{ м.}$$

Выбираю разрезной бык с $d = 3$ м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 20 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 3 = 66 \text{ м.} \quad (6.19)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослизов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} :

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{4132,74}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,02 \text{ м,} \quad (6.19)$$

где m – коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива, $m = 0,49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.20)$$

где σ_n – коэффициент подтопления водослива, $\sigma_n = 0,82$;
 $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.21)$$

где $\xi = 0,7$ – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{10,02}{30} = 0,95,$$

$$H_{02} = \left(\frac{4132,74}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 0,82 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,8 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.22)$$

где α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$;
 v_0 – скорость в живом сечении пред плотиной:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{4132,74}{(656 - 626) \cdot (60 + (3-1) \cdot 3)} = 2,09 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.23)$$

Тогда по формуле (4.21) определяем:

$$H = 11,8 - \frac{1,1 \cdot 2,09^2}{2 \cdot 9,81} = 11,55 \text{ м.}$$

Округляем полученное значение до стандартного $H_{\text{ст}} = 12$ м.
 Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 656 - 12 = 644 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Определяем отметку гребня быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 644 + 1,6 \cdot 12 = 663,2 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Так как $\nabla\text{ГП} = 658,074$ м (см. п 6.1), окончательную отметку гидроузла выбираем максимальную 663,2 м.

6.2.3 Проверка ФПУ

Определяем поверочный расход через водосливную плотину:

$$\begin{aligned} Q_{\text{расч.пов.}} &= Q_{\text{maxпов}0,01\%} - Q_{\text{ГА}} \cdot n = 5918 - 137,42 \cdot 4 = \\ &= 5368,32 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (6.26)$$

где $Q_{\text{maxпов}0,01\%}$ – максимальный поверочный расход.

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5368,32}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,93 \text{ м,} \quad (6.27)$$

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов}} &= \left(\frac{Q_{\text{расч.пов.}}}{m \cdot \sigma_{\text{ф}} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= \left(\frac{5368,32}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,4 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.28)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g}, \quad (6.29)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч.пов}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{5368,32}{(656 - 626) \cdot (60 + (3-1) \cdot 3)} = 2,7 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.30)$$

По формуле (6.27):

$$H_{\text{пов}} = 12,4 - \frac{1,1 \cdot 2,7^2}{2 \cdot 9,81} = 11,94 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 644 + 11,94 = 655,94 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вывод: оставляем заданную $\nabla\text{ФПУ} = 658 \text{ м}$, т.к. она достаточна для.

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты для построения приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$.

x	y	x	y	X	y	x	y
0	1,512	12	3,072	24	14,82	36	33,888
1,2	0,432	13,2	3,852	25,2	16,428	37,2	36,156
2,4	0,432	14,4	4,728	26,4	18,096	38,4	38,484
3,6	0,084	15,6	5,7	27,6	19,836	39,6	40,86
4,8	0	16,8	6,768	28,8	22,728	40,8	43,308
6	0,072	18	7,932	30	23,52	42	45,816
7,2	0,324	19,2	9,168	31,2	25,464	43,2	48,372
8,4	0,72	20,4	10,476	32,4	27,468	44,4	50,988
9,6	1,2	21,6	11,844	33,6	29,544	45,6	53,652
10,8	1,752	22,8	13,296	34,8	31,68	48	59,16

6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Схема к расчету сопряжения бьефов представлена на рисунке 6.1.

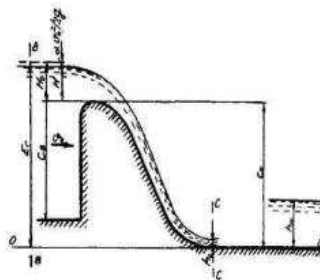


Рисунок 6.1 – Схема к расчету сопряжения бьефов

Определим параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла. Предварительно определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4132,74^2}{(60+(3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,6 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Вычислим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 656 - 626 = 30 \text{ м.} \quad (6.33)$$

По графику М.Д. Чертоусова определяют ξ_c и $c\xi''$.
Определим сопряженные глубины:

$$hc' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,27 \cdot 7,6 = 2,06 \text{ м,} \quad (6.34)$$

$$hc'' = \xi'' \cdot c \cdot h_{кр} = 2,14 \cdot 7,6 = 16,33 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 18 \text{ м.}$

$h_{НБ} > h''_c$ следовательно сопряжение в виде затопленного прыжка.

6.4 Расчет водобойной плиты

Длина гидравлического прыжка:

$$L_{\Pi} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,33 - 2,06) = 72,4 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Длина водобойной плиты принимается:

$$L_{\text{ВОД}} = 0,8 \cdot L_{\Pi} = 58 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 5,6 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где v_c – скорость потока в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\Pi} \cdot h_c'} = \frac{4132,74}{66 \cdot 2,87} = 21,8 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.39)$$

Принимаем толщину водобойной плиты $\delta_B = 2,5 \text{ м.}$
Водобой анкеруем в скалу.

6.5 Конструирование основных элементов плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину внизу (см. рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Схема профиля плотины представлена на рисунке 6.4.

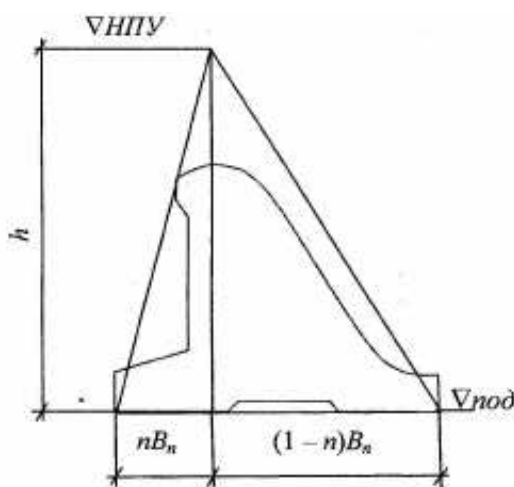


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.40)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 656 - 623,5 = 32,5 \text{ м}, \quad (6.41)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2,5 = 626 - 2,5 = 623,5 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.43)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;

$$\text{tg}\varphi = 0,76.$$

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины представлена на рисунке 6.5. Координаты для построения внесены в таблицу 6.2.

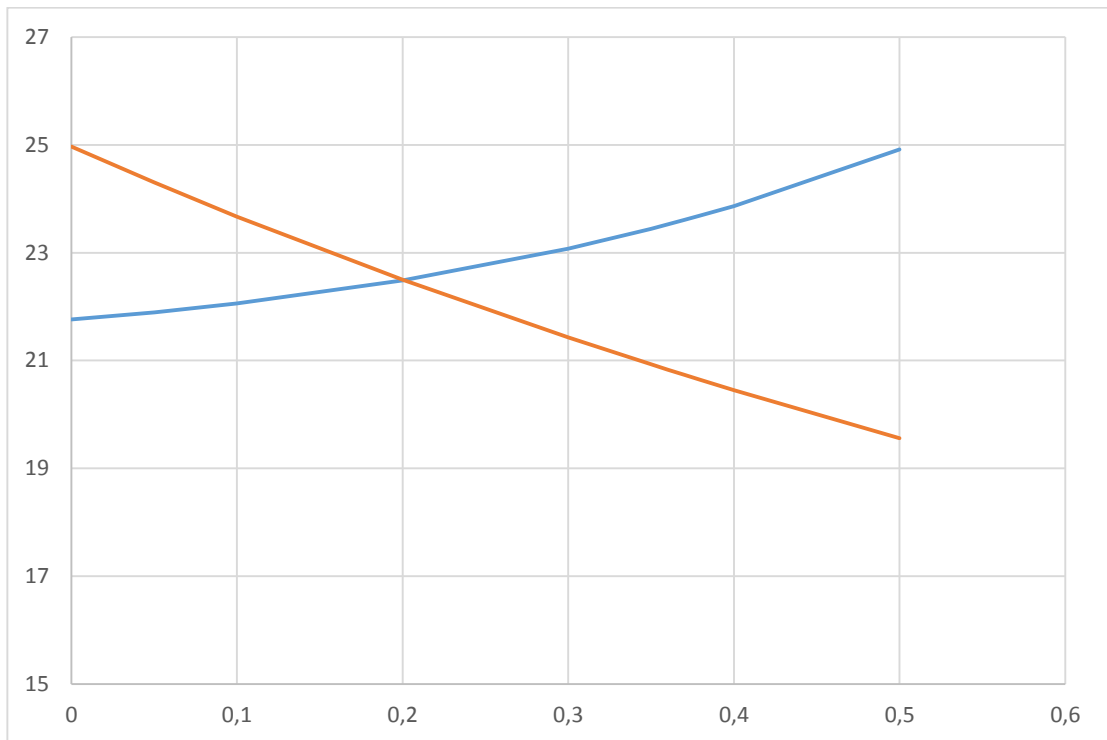


Рисунок 6.5 – Пересечение кривых $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

Таблица 6.2 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	Bn'	Bn''
0	21,7643	24,9695
0,05	21,8943	24,3036
0,1	22,0564	23,6711
0,2	22,486	22,4962
0,3	23,0769	21,4282
0,35	23,4439	20,9298
0,36	23,5238	20,8328
0,37	23,606	20,7366
0,38	23,6904	20,6413
0,4	23,8667	20,4531
0,5	24,9136	19,5592

Графики пересекаются в точке $B = 22,6$ м, $n = 0,365$.

6.5.2 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Ранее была определена ширина быка $d = 3$ м (см. 6.2.1). Устраиваю деформационный шов по быку.

Толщина шейки быка:

$$\delta_{ш.б.} \geq 0,8 \div 1,5 \text{ м.}$$

Принимаю $\delta_{ш.б.} = 1,5$ м.

Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаются в верхний бьеф. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаются на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

- ширина и длина паза ремонтного затвора 0.5 м,
- ширина паза рабочего затвора принимаем 0,5 м
- длина паза рабочего затвора 1 м;

6.5.3 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне

примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов.

Устраиваем разделительные устои, задачей которых является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений, и сопрягающие, устраиваемые для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины.

6.5.4 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимать 10 - 30 см; расстояние между осями дрен – 2-3 м.

Горизонтальные дренажи трапецеидального или прямоугольного сечения площадью 400-800 см² следует располагать по высоте плотины через 2 - 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a др , а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a = \frac{H \cdot \gamma}{J_{кр}} = \frac{30 \cdot 1,25}{25} = 1,5 \text{ м.} \quad (6.44)$$

6.5.5 Разрезка плотины швами

В плотинах на скальных основаниях устройство швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, принимаем 24 м в связи с выбором ширины быка и пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.5.6 Галереи в теле плотины

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размер смотровой галереи принимаем 1,25*2 м; буровые – 2,5*3 м. Высота между смотровой и буровой галереей 14 м.

6.5.7 Подземный контур плотины

Фильтрационные расчеты производятся с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скорости фильтрационного потока при выходе его в НБ.

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 \geq (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.45)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 \geq (0,05 \div 0,1) \cdot 22,6 \text{ м},$$

$$l_1 \geq 1,13 \div 2,26.$$

Принимаем $l_1 = 3,45 \text{ м}$.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.46)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 656 - 626 = 30 \text{ м}$.

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot 30 = 21 \text{ м}.$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.47)$$

где ΔH – потери напора.

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 656 - 627 = 29 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}$ отметка воды в НБ, которая определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{ВХК}}$.

$$H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 29 = 11,6 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 29 - 11,6 = 17,4. \quad (6.49)$$

$J_{кр}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{кр} = 15$.

$$\delta_{зав} = \frac{17,4 \cdot 1,25}{15} = 1,45 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{зав}}{2},$$

$$\frac{\delta_{зав}}{2} = \frac{1,45}{2} = 0,72 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Принимаю $l_2 = 5 \text{ м}$.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}. \quad (6.51)$$

Принимаем

$$h_{др} = 0,6 \cdot 21 = 12,6 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимают более 20-25 см. принимаем диаметр 0,22 м.

6.6 Статические расчеты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

6.6.1 Вес сооружения

Расчеты прочности и устойчивости ГТС выполняем для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Производим расчеты для нормального эксплуатационного случая при НПУ в ВБ и минимальном уровне воды в НБ.

Вес водосливной части плотины на единицу длины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{346 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 3} = 6094473 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.52)$$

где $\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона;
 $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины, определяемая в AutoCad;
 b – ширина пролета;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.
 Вес бычка плотины определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{371 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 3} = 1139325 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.53)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 290 \cdot \sqrt{290} \cdot 9,81 = 2665 \text{ кН}, \quad (6.54)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (658 - 644 + 0,5) \cdot 20 = 290 \text{ м}^2. \quad (6.55)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (656 - 644)^2 \cdot 0,5 \cdot 20 = 14126 \text{ кН}. \quad (6.56)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2665}{20 + 3} = 116 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.57)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
 - со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{в}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 32,5^2}{2} = 5181 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.58)$$

где $H_B = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}}$.

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_B \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,94^2}{2} = 76 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.59)$$

где $H_H = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}}$.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления и сила фильтрационного давления

На рисунке 6.6 представлена эпюра пьезометрического напора по подошве плотины.

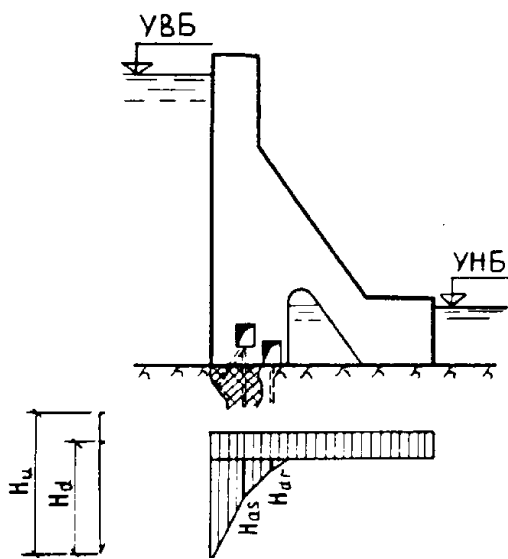


Рисунок 6.6 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 656 - 627,44 = 28,56 \text{ м}, \quad (6.60)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 28,56 = 11,42 \text{ м}, \quad (6.61)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 28,56 = 5,71 \text{ м}, \quad (6.62)$$

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 28,56 - 11,42 = 17,14. \quad (6.63)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая. Плечо взвешивающего давления равно нулю.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{взв}} &= \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla \text{НБ}_{\text{min}} - \nabla \text{подошвы}) = \\
 &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 22,6 \cdot (627,44 - 623,5) = 874 \text{ кН}.
 \end{aligned} \tag{6.64}$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 85 = 934 \text{ кН}. \tag{6.65}$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 26,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \tag{6.66}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = 53,35 \text{ кН/м}^2. \tag{6.67}$$

6.6.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 1,44 \cdot \left(\frac{18,98}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = \\
 &= 43,7 \text{ кН},
 \end{aligned} \tag{6.68}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,445}{18,985} = 0,24 \text{ м}. \tag{6.69}$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,985}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,445 = 2,48 \text{ м}. \tag{6.70}$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.6.6 Расчет прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+». Нагрузки сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_v	1,00	→	5181	10	50810
T_H	1,00	←	76	0,48	-36,5
G_6	0,95	↓	1082	13,34	-14439
$G_{пл}$	0,95	↓	5789	9,09	-52625
$W_{взв}$	1,00	↑	874	0	0
$W_{волн}$	1,00	→	43,7	27,52	1202
W_ϕ	1,00	↑	934	5,41	5053
Q_3	0,9	↓	104	72,11	-7528
ΣM					-17658
ΣN _{верт}					8784

Выполняем расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчете на 1 п. м. длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -\frac{88784}{22,6} + \frac{6 \cdot (17658)}{22,6^2} = -181 \text{ кПа}, \quad (6.71)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -181 \cdot 0 - 10 \cdot 32,5 \cdot (1 - 0) = -325 \text{ кПа}, \quad (6.72)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 32,5 + (-121)) \cdot 0 = 0, \quad (6.73)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -181 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 32,5 \cdot 0 = -181 \text{ кПа}, \quad (6.74)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 32,5 = -325 \text{ кПа}. \quad (6.75)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6EM}{B_d^2} = -\frac{8784}{22,6} - \frac{6 \cdot (17658)}{22,6^2} = -596 \text{ кПа}, \quad (6.76)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -596 \cdot 0,765^2 - 10 \cdot 3,94 \cdot (1 - 0,765^2) = -365 \text{ кПа}, \quad (6.77)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,94 - 596) \cdot 0,765 = 249 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -596 \cdot (1 + 0,765^2) + 10 \cdot 3,94 \cdot 0,765^2 = -556 \text{ кПа}, \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,94 = -39,4 \text{ кПа}, \quad (6.80)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_3^t, \sigma_1^t$ – главные напряжения соответственно у верховой и низовой граней;

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения, $m_u = 0, m_t = 0,765$;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ, $H_d^u = 30 \text{ м}, H_d^t = 1,44 \text{ м}$.

В приведенных данных изгибающий момент по часовой стрелке принимаем со знаком «+», против часовой – со знаком «-».

Рассчитанные напряжения представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины

σ_y^u , кПа	-181	σ_y^t , кПа	-596
σ_x^u , кПа	-325	σ_x^t , кПа	-365
τ_{xy}^u , кПа	0	τ_{xy}^t , кПа	249
σ_1^u , кПа	-181	σ_1^t , кПа	-39,4
σ_3^u , кПа	-325	σ_3^t , кПа	-556

6.6.7 Критерии прочности плотины

1) Проверяем в сечении по подошве. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.81)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности, учитывающий класс сооружения, $\gamma_n = 1,25$;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{1c} = 1,0$;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 «Бетонные и железобетонные конструкции ГТС»;

γ_{cd} – коэффициент условия работы, $\gamma_{cd} = 1,0$.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}, \quad (6.82)$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1,0 \cdot |-556|}{1,0},$$

$$R_b \geq 406 \text{ кПа.}$$

Из условия прочности на сжатие предварительно принимаем класс бетона В 5, для которого $R_b = 2,8$ МПа.

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u \leq 0,$$

$$-181 \text{ кПа} \leq 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.83)$$

$$181 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32,5 \text{ кПа},$$

$$181 \text{ кПа} \geq 81,25 \text{ кПа.}$$

Условия прочности плотины соблюдаются, что говорит о том, что сооружение проходит по критериям прочности.

6.7 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем, что сдвиг плоский.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.84)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.85)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м. $\omega = B_{пл} \cdot 1$;

F – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн}, \quad (6.86)$$

$$R = (5789 + 1082 + 116 - 934 - 874) \cdot 0,76 + 120 \cdot 22,6 = 7260,6 \text{ кПа},$$

$$F = 5181 - 76 + 43,7 = 5148 \text{ кПа},$$

$$\frac{7260,6 \cdot 0,95}{5148 \cdot 1,0} = 1,34 \geq 1,25$$

Условие выполняется, следовательно, сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях ГЭС;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [40];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [42];
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [44];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или

привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной

безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.2.3 Ответственность

Руководители (работодатели и другие должностные лица) и работники несут в соответствии с Законодательством РФ дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или

привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Ответственность за состояние пожарной безопасности

1. Ответственность за противопожарное состояние объектов ГЭС возлагается на первого заместителя директора - главного инженера.

2. Руководители служб, отделов, групп несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений, оборудования, за сохранность и готовность к работе закрепленных за ними первичных средств пожаротушения.

3. Каждый работник лично отвечает за соблюдение им правил и инструкций по пожарной безопасности на своем рабочем месте и в других местах его пребывания на территории.

4. Ответственность за пожарную безопасность помещений при их аренде (обязательно должно быть оговорено в договоре) несет организация – Арендатор.

5. Лица, виновные в нарушении данной инструкции, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или

при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.3.4 Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям

1. Территория должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев и пр. Горючие отходы, мусор ежедневно собираются в контейнеры и по мере их наполнения вывозятся. На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей территории на расстоянии ближе 100 м. Запрещается сжигание мусора на территории с разведением костров для этой цели.

2. Подъезды к пожарным гидрантам, гребенкам, пирсу, подступы к пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время очищаться от снега и льда. На период закрытия дорог или проездов, в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

3. Не допускается использование территории под складирование материалов, оборудования и тары, стоянку транспорта и строительства (установки) зданий и сооружений, металлических вагончиков, шкафов без согласования с соответствующими службами и без соблюдения нормативно требуемых противопожарных разрывов

7.3.5 Содержание зданий, сооружений, помещений

1. В зданиях, помещениях и сооружениях не допускается:

1.1. Использовать чердаки, технические этажи, венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов.

1.2. Проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других ЛВЖ и ГЖ.

1.3. Производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

1.4. Оставлять неубранными горючие отходы, промасленный обтирочный материал.

1.5. Устраивать в зданиях антресоли, конторки и другие встроенные помещения из горючих материалов.

1.6. Хранение и применение в подвалах и цокольных этажах ЛВЖ и ГЖ, баллонов с газами и других взрывопожароопасных веществ и материалов.

2. Окна чердаков, технических этажей и подвалов должны быть остеклены, а их двери содержаться в закрытом состоянии. На всех дверях, имеющих врезные или навесные замки должно быть указано место хранения ключей, доступное для получения их в любое время суток.

3. В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями, образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

4. Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшение огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

5. Наружные пожарные лестницы и ограждения на крышах (покрытиях) зданий должны содержаться в исправном состоянии, не реже один раз в 5 лет необходимо проводить эксплуатационные испытания с составлением акта испытаний.

6. Не разрешается проводить работы на оборудовании с неисправностями, которые могут привести к пожару.

7. Противопожарные системы и установки (средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и т.п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

8. Спецодежда лиц, работающих с красками, растворителями, мастиками и другими ЛВЖ и ГЖ, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. В карманах спецодежды оставлять промасленные тряпки и обтирочные материалы запрещается.

9. Перепланировка помещений, изменение их функционального назначения или установка нового технологического оборудования должна проводиться только по утвержденному проекту.

10. На путях эвакуации из зданий, технологических помещений, кабельных коридоров и туннелей должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть выполнены указатели для выхода персонала. Двери в перегородках между отсеками кабельных галерей, кабельных полуэтажей, на выходах из помещений должны быть самозакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

11. Не допускается:

11.1. Загромождать проходы, коридоры, лестничные площадки, марши лестниц и люки мебелью, шкафами, оборудованием и другими предметами (минимальная ширина проходов в помещениях должна быть не менее 1 метра), а также забивать двери эвакуационных выходов.

11.2. Пользоваться лифтами для эвакуации людей в случае возникновения пожара.

11.2. Устраивать в лестничных клетках и коридорах кладовые (чуланы), а также хранить под маршами лестниц и на их площадках вещи, мебель и другие горючие материалы.

11.3. Фиксировать самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, холлов и тамбуров в открытом положении, а также снимать их.

11.4. Устраивать в тамбурах (в том числе временное) любого инвентаря и материалов.

11.5. Устраивать на путях эвакуации пороги, турникеты, раздвижные, подъемные и вращающиеся двери и другие устройства, препятствующие свободной эвакуации людей.

11.6. Применять на путях эвакуации горючие материалы для отделки, облицовки, окраски стен и потолков, а в лестничных клетках - также ступеней и площадок.

12. Для каждой мастерской, участка, лаборатории, склада и т.п. лицами ответственными за пожарную безопасность этих помещений должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке инструкции о мерах пожарной безопасности.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [58];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с

оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

- очистные сооружения и устройства;

- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению и лесоочистке.

В санитарном отношении р. Малый Енисей является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Малый Енисей невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства Каа-Хемской ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Современные энергосистемы существуют для выполнения только одной задачи – энергоснабжение потребителей. Электроэнергия на данный момент представляет собой незаменимый ресурс. Она связана со всеми видами деятельности человека. Она служит актуальным товаром на современном рынке.

Проблемой электроэнергии является то, что её нельзя сохранить в больших количествах. Оценка объемов продаж электроэнергии представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования		
		2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность	МВт	112	112	112
Число часов использования установленной мощности	Часы	4200,00	4200,00	4200,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	39186,0 0	39186,00	39186,0 0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	391,86	391,86	391,86
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	38794,1 4	38794,14	38794,1 4
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 007,00	1 042,00	1 077,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	3,26	3,37	3,48
НДС к выручке	Млн.руб.	0,49	0,51	0,53

Выручка от реализации электроэнергии растет, так как увеличивается тариф на электроэнергию, принимаемый в соответствии с едиными сценарными условиями на прогнозный период.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017–2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92) [39] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка	Величина
Расходы на оплату труда	255,2 тыс. руб./МВт	28,57 млн. руб.
Прочие	274,0 тыс. руб./МВт	16,57 млн. руб.
Итого по ГЭС		59,25 млн. руб.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 8.4.
Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135 380 руб/МВт	15,16
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	1,01
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,37
Итого		16,53

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Абакан составляет 4,8 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876) [56].

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Затраты в миллионах рублей.			
	2020г.	2021г.	2022г.	2023 г.
Амортизационные отчисления	44,28	44,28	44,28	44,28
Расходы на страхование	10,39	9,69	9,54	9,11
Эксплуатационные затраты	59,25	59,25	59,25	59,25
Расходы на ремонт производственных фондов	7,79	7,48	10,74	10,27
Расходы на услуги регулирующих компаний	16,27	16,57	16,57	16,57
Налог на воду	3,39	4,64	4,64	4,64
Итого	141,38	142,39	145,19	144,22

Текущие затраты наглядно представлены на рисунке 8.2.

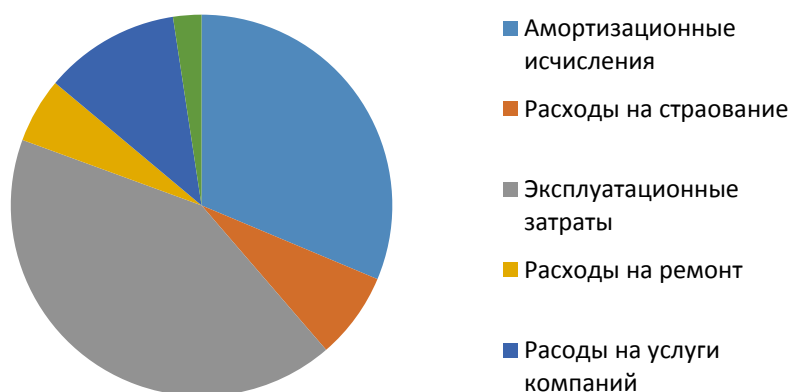


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Каа-Хемской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС – 18% от суммы добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт-ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в подразделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Налоги	Расходы в миллионах рублей			
	2020г.	2021г.	2022г.	2023 г.
Налог на прибыль	105,8	161,3	167,4	173,2
НДС	73,2	158,1	163,1	168,5
Взносы в социальные фонды	6,89	6,89	6,89	6,89
Налог на имущество	26,4	23,2	22,2	21,2

8.4 Прибыль

Наилучшей формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта является отчет о прибылях и убытках.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Прибыль в миллионах рублей			
	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	696,23	881,19	910,88	938,58
Текущие расходы	141,38	142,29	145,19	144,22
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	554,84	738,89	765,75	794,36
Скорректированный налог на прибыль	9,25	12,31	12,76	13,24
НОРАТ (Чистая прибыль)	545,59	726,57	752,99	781,12

Чистая прибыль в первые годы эксплуатации отображена на рисунке 8.3

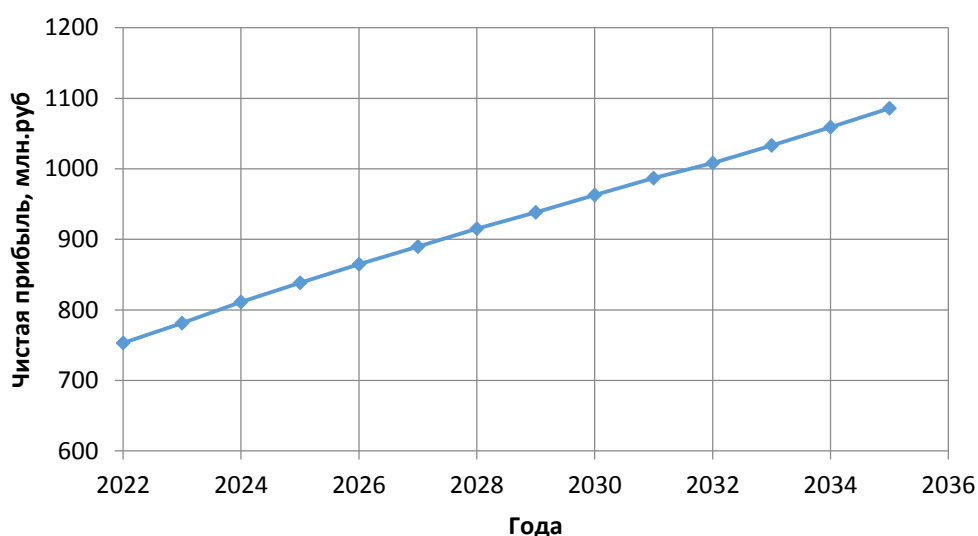


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн. руб.

8.5 Методология, исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии :

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystems. Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Каа-Хемской ГЭС составляет 25 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	Поступления в миллионах рублей			
	2020	2021	2022	2023
Налоговые поступления	205,53	342,62	353,11	362,91
В федеральный бюджет	324,09	335,56	335,59	346,38
В региональный бюджет	26,46	23,17	22,15	21,17

8.7 Коммерческая эффективность

Цель расчета – расчет показателей эффективности инвестиций в реализацию проекта. Показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Каа-Хемской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, лет	5
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	3910,9
Индекс прибыльности - PI	5,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	46,06
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт*ч	0,14
Удельные капиталовложения, тыс.руб/КВт	102,46

8.8 Анализ чувствительности проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительстве;

- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, , цена сбыта и ставка дисконтирования.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде изменения NPV на рисунках 8.4-8.6.

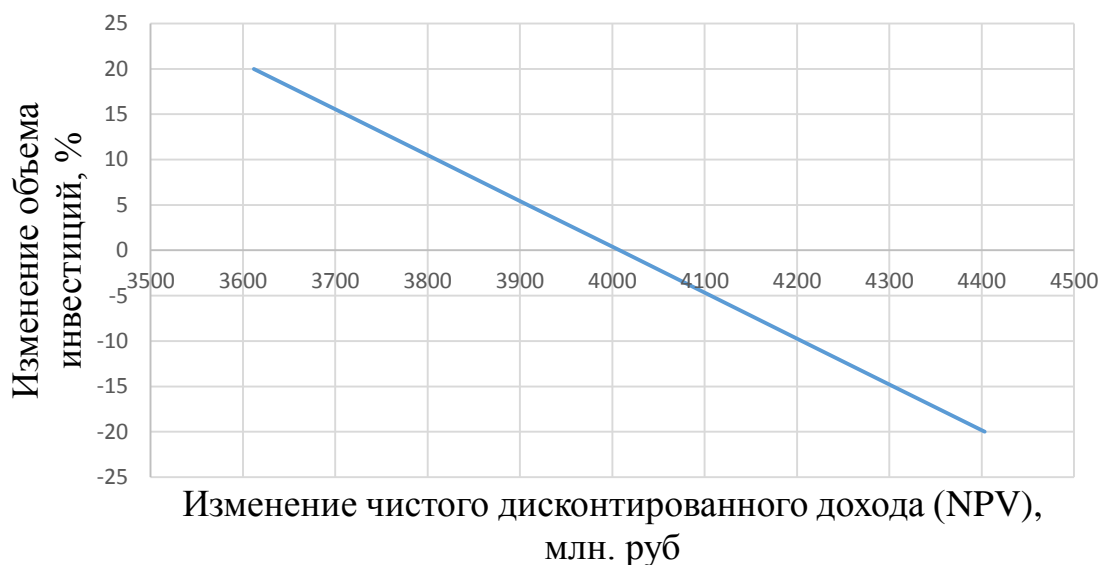


Рисунок 8.4 – Зависимость NPV от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение индекса доходности.

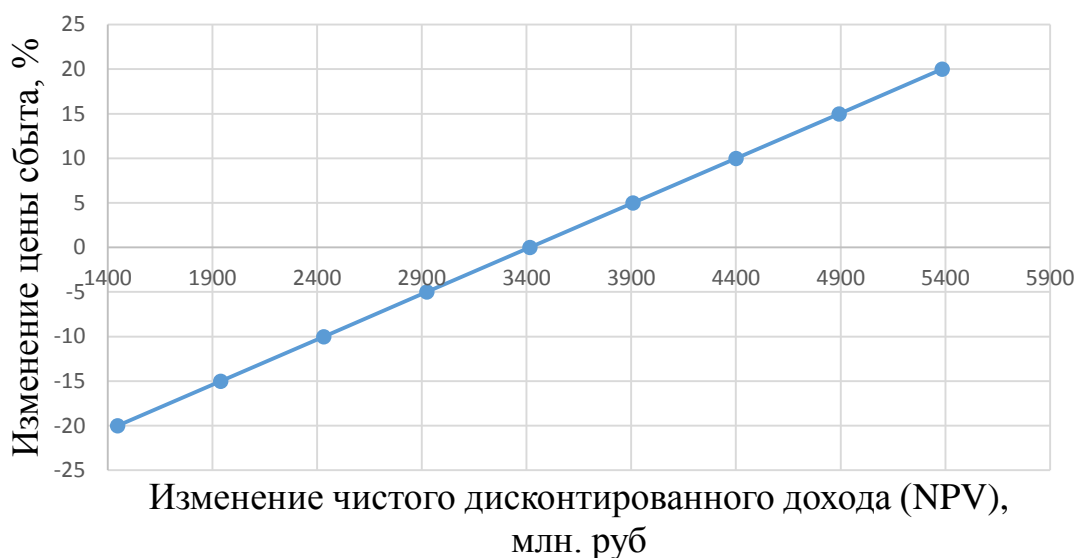


Рисунок 8.5 – Зависимость NPV от цены сбыта

По данному графику видно, что увеличению цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

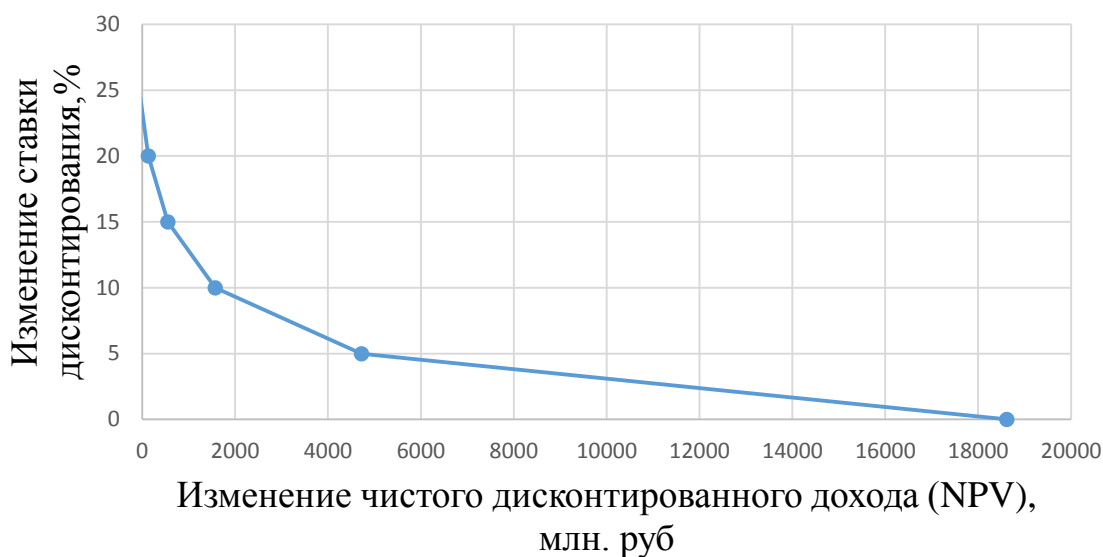


Рисунок 8.6 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

9 Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока

9.1 Общие сведения

Исследования электрического поля и характеристик заземлителей с самого начала развития их теории относились к категории сложных задач электротехники. Трудности усугублялись тем, что электрическая структура верхних слоев земли, в которой располагаются заземлители, имеет существенно неоднородное и изменяющееся во времени (по сезонам) удельное электрическое сопротивление. Степень его неоднородности зависит от многих факторов: вида почв, почвообразующих и геологических пород, колебаний уровней грунтовых вод, количества выпадающих осадков, температуры и влажности воздуха, характера растительности, хозяйственной деятельности людей и др.

В основе всех разделов теории заземляющих устройств (математического описания их рабочего процесса, методов предпроектных изысканий, расчета, эксплуатационного контроля) лежит модель системы заземлитель — земля. Модель, как известно, должна наиболее полно отражать влияние факторов, определяющих рассматриваемое явление, однако их выделение возможно лишь путем изучения явления. В свою очередь большое влияние на изучение явления оказывает развитие и совершенствование моделей системы.

Заземляющим устройством называется система, состоящая из заземлителей и заземляющих проводников. Оно служит для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении их к элементам электроустановок, нормально изолированным от токоведущих частей, но вследствие тех или иных неисправностей оказавшихся под напряжением. Такое заземление называется защитным. Если заземление обеспечивает нормальную работу оборудования электроустановок, оно называется рабочим.

9.2 Рабочие и электрозашитные функции заземляющих устройств

Основная рабочая функция заземляющих устройств заключается в обеспечении достаточной для срабатывания релейной защиты проводимости цепи замыкания находящихся под рабочим напряжением частей электроустановки на заземленный корпус или землю.

Поэтому важнейшей электрической характеристикой заземляющего устройства является проводимость заземляющего устройства.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя в землю формируется всей зоной растекания тока - объемом земли, начиная от поверхности заземлителя, электрический потенциал ϕ которого при прохождении тока $I_{кз}$ в землю равен ϕ , и до зоны, в которой ϕ практически равен нулю (зона нулевого потенциала).

Электрозашитная функция заземляющего устройства состоит в ограничении до допустимых пределов напряжения, под которое может попасть

человек, прикоснувшийся к заземленному корпусу электроустановки (к металлическим конструктивным частям электроустановки, нормально не находящимся под напряжением), во время замыкания фазы на корпус или землю.

9.3 Конструктивное исполнение

Заземлитель - это металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Для устройства заземлителя применяют угловую сталь, некондиционные и маломерные трубы, круглую сталь. Кроме того, в качестве заземлителей можно использовать стальные конструкции сооружений, свинцовые оболочки кабелей, арматуру железобетонных фундаментов и стен, водопроводные и другие металлические трубопроводы, проложенные в земле, обсадные трубы артезианских скважин. Причем в этом случае заземлитель должен быть связан с заземляющими магистралями электроустановок не менее двумя проводниками, присоединенными в разных местах. Это требование не распространяется на опоры ВЛ., повторное заземление нулевого провода и металлические оболочки кабелей. В грунтах, где усиленную коррозию металла могут вызвать агрессивные грунтовые воды, применяют оцинкованные или омедненные заземлители.

Множество заземлителей условно делят на две группы. К первой группе относят простые заземлители, состоящие всего из одного электрода. Вторая группа включает сложные заземлители, состоящие из различных комбинаций горизонтальных и вертикальных электродов (стержней, уголков, полос и т.п.). Если все электроды (элементы) сложного заземлителя расположены горизонтально и образуют в плане замкнутый контур с внутренними перемычками, то его называют заземляющей сеткой, а при наличии также и вертикальных электродов - комбинированным заземлителем.

9.4 Монтаж контуров заземления

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ не обязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Устройство естественных заземлителей не требуется, так как они уже существуют независимо от заземляемой электроустановки. В качестве естественных заземлителей рекомендуется использовать:

1) проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей, горючих или взрывчатых газов и смесей;

2) обсадные трубы скважин;

3) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;

4) металлические шунты гидротехнических сооружений, водоводы, затворы и т.п.;

5) свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле. Аллюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве естественных заземлителей.

Если оболочки кабелей служат единственными заземлителями, то в расчете заземляющих устройств они должны учитываться при количестве кабелей не менее двух;

6) заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством электроустановки при помощи грозозащитного троса ВЛ, если трос не изолирован от опор ВЛ;

7) нулевые провода ВЛ до 1 кВ с повторными заземлителями при количестве ВЛ не менее двух;

8) рельсовые пути магистральных не электрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами.

Использование естественных заземлителей уменьшает капиталовложения в установки, упрощает монтаж оборудования и тд.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух.

Применение защитного заземления чаще всего требуется на РУ подстанций. Для этого по контуру подстанции вбиваются в землю вертикальные электроды. В их качестве выступают чаще всего стальные стержни. Затем они опоясываются горизонтальным заземлителем, в качестве которого служит стальная полоса. Присоединение заземляющих магистралей к заземлителям, а также полос связи к заземлителям из труб и стержней, а также угловой стали следует выполнять на сварке. Полосы связи и магистрали заземления сваривают внахлестку, длина которой должна быть не менее двойной ширины полосы при прямоугольном сечении проводников и шести диаметров - при круглом сечении.

Сварочный шов накладывают в два слоя по всем сторонам соединения. Прочность сварки проверяют сильными ударами молотка массой 1,5 - 2 кг по сварным швам.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6х6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

В электроустановках под непосредственным въездом нужно закладывать две-три стальные полосы в форме козырька с постепенным заглублением на 1,5–2 м.

В местах перекрещивания заземляющих проводников с кабелями, трубопроводами, железнодорожными путями, в местах их ввода в здания и в других местах, где возможны механические повреждения заземляющих защитных проводников, эти проводники должны быть защищены.

Места соединения рекомендуется проливать битумом для уменьшения коррозии. При необходимости число вертикальных электродов, равно как и горизонтальных увеличивают

При использовании в качестве заземляющих проводников трубной электропроводки должны быть надежно выполнены металлические соединения труб друг с другом и с корпусом электрооборудования, в которые они вводятся. Открыто проложенные заземляющие проводники окрашиваются в черный цвет.

В помещениях сухих, без агрессивной среды, заземляющие и нулевые защитные проводники допускается прокладывать непосредственно по стенам.

Во влажных, сырых и особо сырых помещениях и в помещениях с агрессивной средой заземляющие и нулевые защитные проводники следует прокладывать на расстоянии от стен не менее чем 10 мм. Сама магистраль выводится к месту устройства заземления.

На ГЭС для электрооборудования всех напряжений выполняется общее заземляющее устройство. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

В случаях когда распределительное устройство (ОРУ, ЗРУ) находится не совместно с ГЭС, то связь заземляющего устройства здания ГЭС, трансформаторной площадки и плотины с заземляющим контуром распределительного устройства осуществляется кабелем заземления, магистралью заземления и грозозащитными тросами ЛЭП.

В качестве естественного заземлителя используются металлоконструкции здания ГЭС и плотины, имеющие соединения с водой и грунтом.

К заземляющему контуру распределительного устройства присоединяются заземляющие системы трос-опора отходящих воздушных линий.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку 6х6 м.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных (см. ГОСТ 12.1.038). Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При определении допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключений могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории - основной защиты.

Продольные и поперечные заземлители следует закладывать в грунт на глубину не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена подсыпка щебня слоем толщиной 0,1-0,2 м.

В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю объединяемых ОРУ.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований, предъявляемых к его сопротивлению или к напряжению прикосновения, дополнительно следует:

прокладывать заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле на глубине не менее 0,3 м;

прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях) вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей.

Внешнюю ограду охранной зоны электроустановок не допускается присоединять к заземляющему устройству.

Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м. Установка таких заземлителей не требуется для ограды с металлическими стойками и с теми стойками из железобетона, арматура которых электрически соединена с металлическими звеньями ограды. Ограждение следует присоединять к внешнему заземляющему устройству не менее чем в четырех точках.

Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений должны быть выполнены кирпичные или деревянные вставки длиной не менее 1 м.

Питание электроприемников, установленных на внешней ограде, следует осуществлять от разделительных трансформаторов. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Эти требования монтажа так же справедливы и для районов с многолетней мерзлотой.

В районах многолетней мерзлоты, кроме рекомендаций, приведенных выше следует:

- 1) помещать заземлители в непромерзающие водоемы и талые зоны;
- 2) использовать обсадные трубы скважин;
- 3) в дополнение к углубленным заземлителям применять протяженные заземлители на глубине около 0,5 м, предназначенные для работы в летнее время при оттаивании поверхностного слоя земли;
- 4) создавать искусственные талые зоны.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ, а также до 1 кВ с изолированной нейтралью для земли с удельным сопротивлением более 500

Ом·м, если нет возможности получить приемлемые по экономическим соображениям заземлители, допускается повысить значения сопротивлений заземляющих устройств в $0,002\rho$ раз, где ρ - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м. При этом увеличение сопротивлений заземляющих устройств должно быть не более десятикратного.

Также можно привести и дополнительные требования к устройству цепи заземляющих проводников:

– в них не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.

– заземляющие защитные проводники должны быть защищены от химических воздействий.

– использование специально проложенных заземляющих защитных проводников для иных целей не допускается.

9.5 Способы контроля

В соответствии с правилами в каждом вновь смонтированном заземляющем устройстве проверяют: состояние его элементов, находящихся в земле, путем осмотра с составлением акта скрытых работ, других элементов - в пределах доступности осмотру; наличие цепи между заземлителями и заземляющими проводниками; состояние пробивных предохранителей в установках напряжением до 1000 В; полное сопротивление петли "фаза - нуль" в установках напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали; соответствие нормам сопротивления заземляющих устройств; соответствие сечений заземляющих проводников проекту и требованиям Правил устройств электроустановок (ПУЭ). При ремонте оборудования подстанции одновременно ремонтируют заземляющую сеть. Ремонт заземления заключается в проверке сварных швов, соединяющих ее отдельные участки.

Сопротивление заземляющих устройств в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" измеряют сразу после монтажа и далее - не реже одного раза в 12 лет.

Каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство должно иметь паспорт, в котором указана схема заземления, его основные технические данные, результаты проверки состояния заземляющего устройства, характер произведенных ремонтов и изменения, внесенные в эти устройства.

Контроль за контуром заземления состоит из:

1. Проверки выполнения элементов ЗУ.

1.1. Визуальной проверке ЗУ.

Визуальная проверка проводится с целью контроля качества монтажа и соответствия сечения заземляющих проводников требованиям проекта и ПУЭ. Измерение сечения проводников производится штангенциркулем. Измеренное сечение сравнивается с расчетным.

Особое внимание следует уделить заземляющим проводникам от нейтралей трансформаторов, короткозамыкателей, шунтирующих и дугогасящих реакторов. Их сечение должно соответствовать максимальному для данной подстанции.

Уменьшение сечения из-за коррозии происходит в первую очередь непосредственно под поверхностью грунта, поэтому при контроле ЗУ в процессе эксплуатации обязательна выборочная проверка заземляющих проводников со вскрытием фунта на глубину примерно 20 см.

Коррозионные повреждения проводников на большей глубине, а также в сварных соединениях выявляются при измерениях напряжений прикосновения и проверке металlosвязей.

1.2. Определение реальной схемы ЗУ.

Предварительно составляется рабочий план размещения силового оборудования электроустановки. На плане рекомендуется нанести в масштабе:

всю территорию электроустановки, включая здания и отдельно стоящее оборудование, подлежащее заземлению;

магистральи ЗУ и точки присоединения к нему силового оборудования;

кабельные каналы, колодцы, трубопроводы;

ограждения;

автомобильные и пешеходные дороги.

Определение трасс прокладки искусственного заземлителя в грунте осуществляется измерительным комплексом КДЗ-1. Источник переменного тока (ИПТ) 400 Гц подключается к двум разнесенным по территории точкам ЗУ исследуемой электроустановки. Проводятся проверка работоспособности и калибровка измерительной аппаратуры в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Определяются подземные и наземные (через броню и оболочки кабелей, нулевые провода, трубопроводы и металлоконструкции) связи оборудования с ЗУ. Установленные связи наносятся на план. Определяется глубина залегания горизонтальных заземлителей и подземных связей.

Проверка соединения заземлителей с заземляемыми элементами, а также естественных заземлителей с ЗУ

2. Проверку контактных соединений и металлических связей оборудования с ЗУ необходимо осуществлять в:

-цепи заземления нейтралей трансформаторов;

-цепи заземления короткозамыкателей;

-цепи заземления шунтирующих и дугогасящих реакторов;

-местах соединения грозозащитных тросов с опорами и конструкциями ОРУ;

-местах соединения заземляемого оборудования с ЗУ.

Контактные соединения проверяются осмотром, простукиванием, а также измерением переходных сопротивлений мостами, микроомметрами и по методу амперметра-вольтметра.

Значение сопротивления контактов не нормируется, но практикой установлено, что качественное присоединение к заземлителю обеспечивается при переходном сопротивлении не более 0,05 Ом.

Проверка металлосвязей оборудования с ЗУ выполняется как на рабочих, так и на нерабочих местах. Если заземляющий проводник не подсоединен к ЗУ (нет связи), измеренное значение напряжения во много раз отличается от значений, измеренных на соседних корпусах оборудования.

На подстанциях напряжением 220 кВ и выше рекомендуется дополнительно проверять сопротивление металлосвязи между заземлителем ОРУ и местом заземления нейтрали трансформатора. Связь считается удовлетворительной, если сопротивление не превышает значения 0,1 Ом.

3. Проверка коррозионного состояния элементов ЗУ, находящихся в земле.

Заземляющие устройства энергообъектов подвергаются совместному воздействию грунтовой коррозии и токов короткого и двойного замыкания на землю. Воздействие больших токов ускоряет разрушение естественных и искусственных заземлителей.

На энергообъектах как правило разрушаются:

трубопроводы хозяйственного водоснабжения и аварийного пожаротушения;

заземляющие проводники в местах входа в грунт, непосредственно под поверхностью грунта;

сварные соединения в грунте;

горизонтальные заземлители;

нижние концы вертикальных электродов.

Разрушения бывают:

локальные;

местные;

общие.

Локальные коррозионные повреждения заземляющих проводников выявляются при осмотрах (в основном со вскрытием грунта), а также при измерениях напряжения прикосновения и проверке металлосвязи.

Местная коррозия характеризуется появлением на поверхности проводника отдельных, иногда множественных, повреждений в форме язв или кратеров, глубина и поперечные размеры которых соизмеримы и колеблются в пределах от долей миллиметра до нескольких миллиметров.

Общая коррозия возникает в грунтах с большой коррозионной активностью.

Для сплошной поверхностной коррозии характерно равномерное по всей поверхности проводника проникновение в глубь металла с соответствующим уменьшением размеров поперечного сечения элемента. После механического удаления продуктов коррозии поверхность металла оказывается шероховатой, но без очевидных язв, точек коррозии или трещин.

Количественная оценка степени коррозионного износа производится выборочно по участкам контролируемого элемента ЗУ путем измерения характерных размеров, зависящих от вида коррозии. Эти размеры определяются после удаления с поверхности элемента продуктов коррозии.

При сплошной поверхностной коррозии характерными размерами являются линейные размеры поперечного сечения проводника (диаметр, толщина, ширина), измеряемые штангенциркулем.

При местной язвенной коррозии измеряется глубина отдельных язв (например, с помощью штангенциркуля), а также площадь язв на контролируемом участке.

Элемент ЗУ должен быть заменен, если разрушено более 50% его сечения.

Для выявления тенденции коррозии и прогнозирования срока службы заземлителей рекомендуется произвести измерения электрохимического окислительно-восстановительного потенциала, удельного сопротивления грунта и определить наличие блуждающих токов в земле.

4. Измерение сопротивления ЗУ подстанций и линий электропередачи.

4.1. Измерение сопротивления ЗУ подстанций.

Измерение сопротивления производится без отсоединения грозозащитных тросов, оболочек отходящих кабелей и других естественных заземлителей. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта. При проведении измерений в условиях, отличающихся от указанных, необходимо применять сезонный коэффициент.

Сопротивление ЗУ измеряется по методу амперметра-вольтметра с помощью одного из нижеперечисленных приборов: МС-08, М-416, Ф4103, ЭКЗ-01, ПИНП, ЭКО-200, АНЧ-3, КДЗ-1, ОНП-1.

4.2. Измерение сопротивления заземлителей опор ВЛ.

Методика измерения сопротивления заземлителей опор ВЛ без грозозащитного троса практически мало отличается от измерения сопротивления заземлителей подстанции.

В случае невозможности или нецелесообразности отсоединения от тела опоры грозозащитного троса измерение сопротивления заземлителя опоры может выполняться:

с помощью клещей для измерения сопротивления заземления С.А6410, С.А6412, С.А6415 – компании Chauvin Arnoux;

методом СибНИИЭ;

импульсным методом МЭИ - ЭЛНАП.

5. Измерение напряжения прикосновения.

В качестве измерительных приборов можно использовать ПИНП, АНЧ-3, ЭКЗ-01, КДЗ-1 или ОНП-1.

6. Проверка напряжения на ЗУ подстанций при стекании с него тока замыкания на землю.

По измеренному значению сопротивления ЗУ рассчитывается напряжение на ЗУ при стекании с него тока замыкания на землю.

7. Проверка состояния пробивных предохранителей.

Проверка состояния пробивных предохранителей заключается в проверке целостности фарфора, резьбовых соединений и крепления, качества заземления. Разрядные поверхности электродов должны быть чистыми и гладкими, без заусенцев и нагаров. Слюдяная пластинка должна быть целой и иметь толщину в пределах $0,08 \pm 0,02$ мм при исполнении на 220-380 В и $0,21 \pm 0,03$ мм при исполнении на 500-660 В.

У собранного предохранителя измеряется сопротивление изоляции мегомметром до 250 В, которое должно быть не менее 5 МОм.

8. Проверка цепи фаза-ноль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали.

Проверка выполняется одним из следующих способов: непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод;

измерением полного сопротивления проводов петли фаза-ноль с последующим расчетом тока однофазного замыкания.

9.6 Сезонные изменения параметров электрической структуры земли

Параметры электрической структуры земли, особенно ее поверхностного слоя, называемого слоем сезонных изменений или активным, претерпевают значительные сезонные изменения, обусловленные закономерными сезонными изменениями влажности и температуры земли, связанными с аналогичными колебаниями температуры воздуха у поверхности земли и количества выпадающих осадков, а также с весенним интенсивным таянием снежного покрова в северных, центральных и умеренно теплых климатических зонах. В ряде случаев в течение года также заметно изменяется глубина залегания грунтовых вод, что приводит к сильному сезонному изменению параметров электрической структуры земли на этой глубине.

Экспериментальное определение параметров электрической структуры земли, в частности методом ВЭЗ, проводят обычно в теплое время года, а наиболее неблагоприятные условия, с точки зрения обеспечения электробезопасности, наступают в другое (расчетное) время года. Поэтому найденные во время изысканий параметры электрической структуры земли должны быть вначале приведены к расчетному сезону, а затем использованы для расчета электрических характеристик заземляющих устройств.

Для учета сезонных изменений удельного сопротивления слоя сезонных изменений толщиной h_c приняты так называемые сезонные коэффициенты удельного сопротивления h_c , показывающие, во сколько раз может увеличиться значение удельного сопротивления слоя h_c по сравнению со значением, найденным в сезон измерений, отличающийся от расчетного.

Расчетный сезон применительно к расчету сопротивления заземляющих устройств давно установлен и никаких сомнений не вызывает. Это сезон, во время которого удельное сопротивление слоя сезонных изменений принимает

наибольшее значение: конец зимы в северных и центральных районах нашей страны и засушливые летние месяцы в крайне южных районах.

Расчетный сезон применительно к расчету напряжения прикосновения долгое время не был обоснован прежде всего из-за отсутствия метода расчета заземлителей в многослойной земле. Действительно, для обоснования этого расчетного сезона, даже в простейшем случае необходимо учитывать наличие трех слоев: двухслойной структуры слоя сезонных изменений (например, в начале весны протаявший поверхностный слой и мерзлый подстилающий) и глубже однородную землю.

Лишь после разработки метода расчета электрического поля сложных заземлителей в многослойной земле был обоснован соответствующий расчетный сезон: для северных и центральных районов европейской части нашей страны, а также для центральных районов Сибири — ранняя весна, когда оттаял лишь самый поверхностный слой земли.

При этом сопротивление растеканию тока с ног человека в землю при прикосновении, сравнительно мало и $\beta_{\text{п}} = R_{\text{т}} / (R_{\text{т}} + R_{\text{н.п.}})$ близок к единице, а распределение потенциала в зоне растекания тока с заземлителя обуславливает наибольшее значение напряжения до прикосновения. Поэтому расчетное удельное сопротивление слоя сезонных изменений следует находить так же, как и при расчете сопротивления заземляющего устройства, а сопротивление растеканию тока с ног человека в землю при прикосновении принимать минимальным, конечно, с учетом типа и характера поверхностного слоя земли.

9.7 Расчеты потенциалов растекания тока

Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств, при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

Расчет сводится к определению сопротивления растеканию тока заземлителя. Оно зависит от проводимости грунта, конструкции заземлителя и глубины его заложения. Проводимость грунта характеризуется его удельным сопротивлением – сопротивлением между противоположными сторонами куба грунта со стороной 1 метр. Оно зависит от характера и строения грунта, его влажности, глубины промерзания. Так при промерзании грунта его удельное сопротивление возрастает.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям. Схема, иллюстрирующая расчеты, представлена на рисунке 9.1

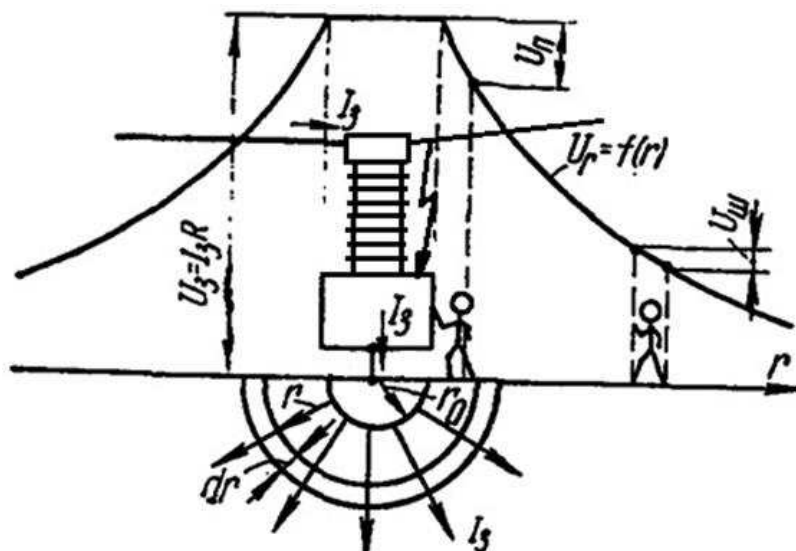


Рисунок 9.1 – Для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага.

Рассмотрим схему замыкания на корпус в электрической сети выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью.

Потенциал земли имеет наибольшее положительное значение φ_{\max} в точке, лежащей над центральным электродом заземлителя.

Тогда при протекании тока короткого замыкания $I_{кз}$, через такой заземлитель с радиусом r_0 , сопротивление заземлителя R в грунте с удельным сопротивлением ρ :

$$R = \int_{r_0}^{\infty} dR = \frac{\rho}{2\pi} \int_{r_0}^{\infty} \frac{dr}{r^2} = \frac{\rho}{2\pi r_0}, \quad (9.1)$$

а потенциал электрического поля заземлителя из закона Ома:

$$\varphi_r = I_{кз} \int_{r_0}^{\infty} dR = \frac{I_{кз} \rho}{2\pi r}. \quad (9.2)$$

По мере удаления от заземлителя потенциал в земле сравнительно быстро убывает, и на расстоянии, примерно равном 20 большим диагоналям контура заземляющего устройства, он становится меньше 2 % потенциала заземлителя φ_{\max} . При таком удалении от заземлителя потенциал обычно считают равным нулю.

Имеются две основные опасные ситуации, в которых находящийся в зоне растекания тока человек может попасть под напряжение. Первая ситуация — человек стоит на земле в трансформаторных подстанциях, распределительных и других устройствах и касается металлических заземленных частей электроустановки. Действительно, абсолютные значения потенциалов точек поверхности земли в зоне растекания тока, в том числе и φ_{\max} , всегда меньше,

чем у заземленных металлических частей электроустановки, потенциал которых, если пренебречь падением напряжения в горизонтальных электродах сложного заземлителя, равен φ_{\max} . Поэтому, когда человек стоит в зоне растекания тока, и не прикасается к заземленному корпусу электроустановки, то между корпусом и точкой где стоит человек действует так называемое напряжение до прикосновения $U_{д.п.}$, которое можно рассматривать как напряжение холостого хода активного двухполюсника с некоторым внутренним напряжением, численно равным сопротивлению растекания тока с двух ног человека в землю $R_{н.п.}$.

При прикосновении человека к корпусу электроустановки он попадает под напряжение прикосновения $U_{п.}$ равное по закону Ома произведению тока $I_{т.}$ проходящего по его телу, на сопротивление тела $R_{т.}$:

$$U_{п.} = I_{т.} R_{т.} \quad (9.3)$$

Ток $I_{т.}$ равен отношению $U_{д.п.}$ к сумме сопротивлений $R_{н.п.}$ и $R_{т.}$:

$$I_{т.} = U_{д.п.} / (R_{т.} + R_{н.п.}) \quad (9.4)$$

Объединим обе полученные формулы:

$$U_{п.} = U_{д.п.} R_{т.} / (R_{т.} + R_{н.п.}) = U_{д.п.} \beta_{п.}, \quad (9.5)$$

где $\beta_{п.} = R_{т.} / (R_{т.} + R_{н.п.})$ – всегда меньше единицы и, следовательно, $U_{п.}$ всегда меньше $U_{д.п.}$.

Вторая опасная ситуация связана с тем, что в зоне растекания тока человек обычно стоит или идет так, что его ноги находятся в точках с различными потенциалами. Для характеристики второй опасной ситуации введем понятия напряжений до шага и шага.

Напряжение до шага $U_{д.ш.}$ - разность потенциалов между двумя точками земли в зоне растекания тока, на которые человек может одновременно наступить. По аналогии с первой опасной ситуацией значение $U_{д.ш.}$ можно трактовать как напряжение холостого хода активного двухполюсника с некоторым внутренним сопротивлением. Когда человек наступает на точки, между которыми действовало $U_{д.ш.}$, в цепь двухполюсника оказывается включенным сопротивление тела человека $R_{т.ш.}$ по пути «нога - нога». Внутренним сопротивлением активного двухполюсника в этом случае является сопротивление растеканию тока при шаге $R_{н.ш.}$, которое упрощенно можно представить как сумму двух одинаковых сопротивлений растеканию тока в землю с каждой ноги человека $R'_{н.п.}$. Очевидно, что:

$$U_{ш.} = I_{т.} R_{т.ш.}, \quad (9.6)$$

$$I_T = U_{д.ш.} / (R_{т.ш.} + R_{н.ш.}), \quad (9.7)$$

$$U_{ш} = U_{д.ш.} R_{т.ш.} / (R_{т.ш.} + R_{н.ш.}) = U_{д.ш.} \beta_{ш}, \quad (9.8)$$

где $\beta_{ш}$ – всегда меньше единицы и, следовательно, $U_{ш}$ всегда меньше $U_{д.ш.}$

Напряжения $U_{д.п.}$ и $U_{д.ш.}$ можно представить как произведения соответствующих коэффициентов до прикосновения $\alpha_{д.п.}$ и до шага $\alpha_{д.ш.}$ на напряжение заземлителя $U_з.$

$$U_{д.п.} = \alpha_{д.п.} U_з., \quad (9.9)$$

$$U_{д.ш.} = \alpha_{д.ш.} U_з.. \quad (9.10)$$

Учитывая, что $U_з. = I_{кз} R_з$, то

$$U_{п} = \alpha_{д.п.} I_{кз} R_з \beta_{п} = \alpha_{п.} I_{кз} R_з, \quad (9.11)$$

$$U_{ш} = \alpha_{д.ш.} I_{кз} R_з \beta_{ш} = \alpha_{ш.} I_{кз} R_з, \quad (9.12)$$

где $\alpha_{п.}$ и $\alpha_{ш.}$ – коэффициенты прикосновения и шага соответственно.

Очевидно, что основными характеристиками, по которым можно установить рабочие и электробезопасные качества заземляющих устройств, являются $R_з$, $U_{п}$ и $U_{ш}$, найденные в расчетном сезоне при расчетном значении тока $I_{кз}$.

При увеличении удельного сопротивления грунта сопротивление заземления возрастет, следовательно возрастет и напряжение прикосновения и шага, что может привести к трагическим последствиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры высоконапорной Каа-Хемской ГЭС высотой 34 метра на реке Малый Енисей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1%, поверочного 0,01% обеспеченности: $Q_{0,1\%} = 4545 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 5918 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Каа-Хемской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 112 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 644,41 м. Полезный объем составляет $2,51 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 630 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный	$H_{\max} = 29,75 \text{ м}$;
расчетный	$H_{\text{расч}} = 22,80 \text{ м}$;
минимальный	$H_{\min} = 15,40 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{\max} , соответствующий расчетному напору, составляет $552 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ 30а и ПЛ 30б с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 4,5 м (ПЛ30б-В-450).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 142,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-800/110-42 с номинальной активной мощностью 28 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-110кВ – «две рабочие системы сборных шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: трансформаторы ТД-63000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-630/10, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 95/16 (один провод в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Водосливная плотина принята бетонной. Здание ГЭС – руслового типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 60 м;
- станционная бетонная плотина – 66 м;
- глухая левобережная бетонная и правобережная грунтовая плотины;
- здание ГЭС руслового типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива – 644 м;
- отметка гребня бычка – 658 м;
- отметка подошвы плотины – 623,5 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 22,6 м;
- количество водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 20 м;
- ширина сооружения по гребню – 17,2 м;
- толщина бычка – 3 м.

В качестве гасителя энергии потока был выбрана водобойная плита:

- длина водобойной плиты – 58 м;
- толщина плиты – 5,6 м.

Для уменьшения величины противодействия устроена цементационная завеса на глубину 21 метр относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 12,6 метров относительно подошвы сооружения.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции (шириной 1 см) постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,34 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Каа_хемского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- стоимость строительства гидроузла – 11,47 млрд. руб.;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,14 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2015-2016 гг // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
5. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс] : федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
12. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.
13. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

14. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
15. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
16. Параметры электрооборудования и режимы работы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 180 с.
17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
18. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
19. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
20. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.
22. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.
23. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
24. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электrozавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4 - 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
26. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.. - Введ. 01.01.2007. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 59 с.
28. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-кв.ru>.
29. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.
30. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
31. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
39. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041гг.. – Введ. 08.02.2016 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с
40. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб.пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко.- 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. Ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009.- 232с.
41. Научно- исследовательская работа. Сравнение вакуумных выключателей / Д.А. Рябченко, Новосибирский государственный технический университет, 2008. – 9 с.

42. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионова. – 3-е изд. – Энергоатом издат, 1986. – 464 с.
43. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 368 с.
44. ГОСТ 1516.1 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции // Справочная правовая система «Консультант плюс». 60 с. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
45. Научно-исследовательская работа. Оценка работы вакуумных выключателей / В.П. Куклин, Московский энергетический институт, 2008. – 9 с.
46. Электрические станции и подстанции: Учебник / А.Д. Васильев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 456 с.
47. ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000В. Общие технические условия. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
48. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.
49. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
50. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
51. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
52. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
53. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.
54. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
55. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

56. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

57. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

58. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

59. ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

60. Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

61. Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

62. — Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

63. Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Малый Енисей за период 1922-1971 гг.

Год	Расходы в метрах кубических в секунду												Q _г	Q _м	Q _п
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
1922	111	96	81	126	293	893	642	525	374	307	181	213	320	81	893
1923	152	135	122	148	614	991	544	452	243	176	154	181	326	122	991
1924	127	108	95	156	179	2540	329	405	463	329	232	285	437	95	2540
1925	197	187	176	282	391	670	737	502	293	207	151	184	331	151	737
1926	117	93	84	122	502	809	628	296	313	234	195	250	304	84	809
1927	154	126	120	145	251	932	614	519	474	209	156	187	324	120	932
1928	133	124	108	173	204	907	681	530	368	296	179	228	328	108	907
1929	162	147	142	246	720	1730	349	301	307	232	226	254	401	142	1730
1930	176	173	167	190	329	642	726	586	435	338	246	304	359	167	726
1931	194	151	105	262	782	1005	474	461	285	170	148	171	351	105	1005
1932	119	100	78	154	173	815	709	536	441	212	184	232	313	78	815
1933	157	148	132	159	860	1535	394	363	335	204	162	202	388	132	1535
1934	145	116	114	349	628	949	530	614	569	405	243	323	415	114	949
1935	172	155	152	187	888	2345	324	318	251	179	123	168	439	123	2345
1936	103	98	93	128	184	871	664	642	586	318	251	335	356	93	871
1937	191	187	184	201	530	823	656	391	597	352	256	346	393	184	823
1938	202	195	179	207	815	1396	366	500	363	215	159	204	400	159	1396
1939	142	87	85	176	793	1049	553	541	558	341	274	358	413	85	1049
1940	196	189	163	227	591	835	348	301	207	181	145	161	295	145	835
1941	106	94	92	151	240	3260	374	349	380	201	187	206	470	92	3260
1942	147	133	130	218	770	1870	402	307	329	280	257	335	432	130	1870
1943	186	181	173	179	726	935	670	698	553	441	282	362	449	173	935
1944	225	160	131	170	212	843	712	502	377	197	176	209	326	131	843
1945	149	131	128	201	572	1284	461	547	502	424	279	381	422	128	1284
1946	220	218	212	226	313	614	759	466	419	270	190	258	347	190	759
1947	179	137	127	184	754	2875	318	419	430	402	285	388	542	127	2875
1948	121	109	104	251	602	782	459	479	451	189	112	127	316	104	782
1949	128	111	90	131	526	1702	1144	731	473	346	253	238	489	90	1702
1950	165	152	146	229	843	1116	357	497	371	237	193	234	378	146	1116
1951	159	144	127	181	265	921	564	558	402	313	198	262	341	127	921
1952	182	172	170	207	642	837	516	505	318	218	165	198	344	165	837
1953	123	113	112	193	698	2121	410	469	382	287	218	246	448	112	2121
1954	168	162	156	324	474	586	586	514	357	220	173	201	327	156	586
1955	138	127	109	162	195	1563	335	508	497	363	268	338	384	109	1563
1956	232	154	149	198	586	754	480	329	341	242	201	241	326	149	754
1957	170	168	162	195	352	681	664	625	383	223	215	195	336	162	681
1958	140	138	133	212	544	851	558	511	256	187	131	174	320	131	851
1959	121	106	98	134	226	910	782	680	530	380	204	242	368	98	910
1960	164	158	135	232	419	963	572	474	352	324	260	301	363	135	963
1961	213	212	204	251	670	1089	433	433	318	225	167	192	367	167	1089
1962	131	118	113	142	162	904	600	589	396	335	212	246	329	113	904
1963	160	140	137	223	656	1033	502	377	237	229	128	157	332	128	1033
1964	112	104	99	220	558	698	966	713	388	251	207	218	378	99	966
1965	151	122	116	165	876	1150	341	480	271	195	134	177	348	116	1150
1966	130	132	103	238	669	977	505	483	514	196	124	128	350	103	977
1967	156	142	140	195	374	865	447	552	346	190	170	196	314	140	865

Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _г	Q _м	Q _п
1968	136	120	117	167	904	1061	385	486	232	226	140	152	344	117	1061
1969	109	103	101	137	193	720	1033	768	620	391	207	265	387	101	1033
1970	166	129	124	335	447	733	733	603	279	193	137	164	337	124	733
1971	114	90	88	140	279	879	821	726	394	262	173	225	349	88	879

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
час	$P_t^{зим}$	энергия	мощность	час	$P_t^{лет}$	энергия	мощность
19	450	0	0	19	405	0	0
7	440	10	10	17	400	5	5
18	435	20	15	9	398	9	7
20	430	35	20	16	396	15	9
5	430	35	20	18	385	59	20
6	428	45	22	6	380	84	25
8	426	57	24	8	370	144	35
9	423	78	27	7	365	179	40
12	420	102	30	4	360	219	45
17	420	102	30	10	350	309	55
15	418	122	32	11	345	359	60
16	415	155	35	14	330	524	75
11	410	215	40	20	330	524	75
14	405	280	45	15	325	589	80
10	405	280	45	12	322	631	83
13	400	355	50	13	320	661	85
21	390	515	60	5	320	661	85
4	370	855	80	3	315	746	90
3	350	1215	100	2	300	1016	105
2	320	1785	130	1	240	2156	165
1	290	2385	160	21	220	2556	185
0	270	2805	180	22	190	3186	215
22	235	3575	215	0	180	3406	225
23	230	3690	220	23	170	3636	235

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{ср}$, МВт	383	375	361	345	331	323	323	331	345	361	375	383
P_{max} , МВт	449	443	433	422	412	406	406	412	422	433	443	449

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	Q _{ср. год}	Год	Q _{ср. межень}	Год	Q _{ср. Паводок}	p, %
1948	59,1	1951	49,5	1948	155,7	2
1951	58,3	1953	46,9	1956	143,3	4
1953	57,6	1950	40,7	1952	142,0	6
1952	56,5	1966	36,9	1970	142,0	8
1954	56,1	1955	34,7	1947	139,0	10
1966	55,6	1962	34,2	1945	135,3	12
1956	53,0	1977	34,1	1967	135,0	14
1947	52,1	1934	33,0	1965	129,3	16
1974	51,0	1954	31,8	1954	129,0	18
1970	50,9	1974	30,5	1930	126,3	20
1950	50,7	1939	30,1	1969	126,3	22
1943	50,5	1943	29,5	196	125,3	24
1940	50,5	1940	28,3	1976	118,7	25
1934	49,6	1952	28,0	1940	117,0	27
1955	49,5	1944	27,2	1941	115,3	29
1965	48,3	1948	27,0	1949	114,7	31
1977	47,6	1979	26,7	1943	113,7	33
1976	47,5	1968	26,5	1974	112,3	35
1962	47,4	1958	26,1	1966	111,7	37
1967	47,3	1933	25,5	1932	110,3	39
1945	47,1	1932	25,4	1935	109,7	41
1932	46,7	1942	25,0	1957	109,3	43
1939	46,3	1973	24,6	1933	108,7	45
1933	46,3	1961	24,1	1964	104,0	47
1979	45,3	1976	23,8	1978	103,7	49
1969	45,1	1936	23,6	1961	103,0	51
1941	44,8	1937	23,5	1979	101,3	53
1968	44,2	1947	23,2	1934	99,7	55
1961	43,9	1956	22,9	1968	97,3	57
1963	43,0	1975	22,3	1931	97,0	59
1936	41,3	1972	21,5	1960	95,0	61
1930	41,3	1960	21,4	1936	94,7	63
1937	41,2	1941	21,3	1939	94,7	65
1957	41,2	1965	21,2	1937	94,3	67
1922	41,0	1959	21,1	1955	94,0	69
1958	40,0	1970	20,5	1959	93,7	71
1944	39,9	1938	20,3	1972	90,7	73

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Год	Q _{ср. год}	Год	Q _{ср. межень}	Год	Q _{ср. Паводок}	p, %
1921	38,8	1957	18,4	1971	89,0	78
1923	38,8	1969	18,1	1975	88,3	80
1935	38,7	1967	18,0	1977	88,0	82
1964	38,3	1945	17,7	1962	87,0	84
1949	38,1	1931	17,2	1946	85,0	86
1942	37,3	1964	16,4	1951	84,7	88
1931	37,2	1963	15,5	1958	81,7	90
1926	36,8	1935	15,0	1950	80,7	92
1927	36,6	1978	14,5	1938	79,3	94
1946	35,2	1930	12,9	1944	78,0	96
1938	35,1	1949	12,6	1942	74,0	98

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

М	Расход, м ³ /с					V _t , км ³		
	П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
10	186	250	102	288	290	0,27	3,98	3,71
11	109	125	130	239	241	0,34	3,71	3,37
12	124	125	165	289	291	0,44	3,37	2,93
1	118	125	195	313	315	0,52	2,93	2,41
2	106	125	205	311	313	0,50	2,41	1,91
3	102	125	160	262	264	0,43	1,91	1,48
4	250	250	10	260	262	0,03	1,48	1,46
5	601	250	-72	529	531	-0,19	1,46	1,65
6	779	250	-410	369	371	-1,06	1,65	2,71
7	456	250	-120	336	338	-0,32	2,71	3,03
8	476	250	-160	316	318	-0,43	3,03	3,46
9	448	250	-200	248	250	-0,52	3,46	3,98

Продолжение таблицы Б.2

M ⁽¹⁾	Отметка, м				H _t , м	N _t , МВт
	ВБ			НБ		
	начальная	конечная	средняя			
10	656,00	655,62	655,81	626,92	28,59	70
11	655,62	654,97	655,30	627,01	27,99	57
12	654,97	653,57	654,27	627,46	26,51	65
1	653,57	651,01	652,29	627,66	24,33	65
2	651,01	647,80	649,40	627,64	21,47	57
3	647,80	644,61	646,21	626,72	19,19	43
4	644,61	644,41	644,51	626,70	17,51	39

Окончание приложения Б

Окончание таблицы Б.2

М ⁽¹⁾	Отметка, м				H _t , м	N _t , МВт
	ВБ			НБ		
	начальная	конечная	средняя			
3	645,90	652,62	649,26	627,51	21,45	67
4	652,62	653,96	653,29	627,28	25,71	74
5	653,96	655,18	654,57	627,13	27,14	73
6	655,18	656,00	655,59	626,61	28,68	61

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

М	Расход, м ³ /с					V _t , км ³		
	П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
10	231	250	115	346	348	0,31	3,98	3,67
11	142	125	95	237	239	0,25	3,67	3,43
12	142	125	145	287	289	0,39	3,43	3,04
1	142	125	160	302	304	0,43	3,04	2,61
2	139	125	145	284	286	0,35	2,61	2,26
3	131	125	90	221	223	0,24	2,26	2,02
4	285	250	217	502	504	0,56	2,02	1,45
5	641	250	-275	366	368	-0,74	1,45	2,19
6	827	250	-390	437	439	-1,01	2,19	3,20
7	484	250	-95	389	391	-0,25	3,20	3,46
8	516	250	-162	354	356	-0,43	3,46	3,89
9	493	250	-34	459	461	-0,09	3,89	3,98

Окончание таблицы Б.3

М	Отметка, м				H _t , м	N _t , МВт	W, млн. кВт·ч
	ВБ			НБ			
	нач.	кон.	ср.				
10	656,00	655,57	655,78	627,35	28,14	83	1,99
11	655,57	655,10	655,33	626,99	28,04	57	1,36
12	655,10	653,98	654,54	627,44	26,80	65	1,57
1	653,98	652,12	653,05	627,57	25,18	65	1,55
2	652,12	650,12	651,12	627,41	23,40	57	1,36
3	650,12	648,55	649,33	626,38	22,65	43	1,02
4	648,55	644,40	646,47	628,32	17,86	76	1,83
5	644,40	649,70	647,05	627,49	19,26	60	1,44
6	649,70	654,52	652,11	627,94	23,87	89	2,13
7	654,52	655,17	654,84	627,64	26,91	89	2,14
8	655,17	655,88	655,53	627,40	27,82	84	2,01
9	655,88	656,00	655,94	628,07	27,57	108	2,58

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛЗ0а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
D_1 , м	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
η_T , о.е.	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929
N'_{a} , МВт	21379	23869	27175	30696	34432	38384	42551	47837	53432
z'_a	5,24	4,69	4,12	3,65	3,25	2,92	2,63	2,34	2,10
z_a	6,00	6,00	6,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00
N_a , МВт	18667	18667	18667	28000	28000	37333	37333	37333	37333
Δ , о.е.	1,044	1,045	1,045	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	1,049
n , об/с	173,18	163,99	153,79	144,79	136,78	129,61	123,16	116,22	110,02
n_c , об/с	187,50	166,70	166,70	150,00	142,80	136,40	125,00	125,00	115,40
$n'_{I max}$, об/с	119,42	112,13	119,56	114,28	115,16	116,08	111,95	118,64	115,69
$n'_{I p}$, об/с	136,42	128,08	136,58	130,54	131,55	132,60	127,88	135,52	132,16
$n'_{I min}$, об/с	165,99	155,85	166,18	158,83	160,06	161,34	155,60	164,89	160,80
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I p}$	1,430	1,281	1,126	1,496	1,335	1,597	1,441	1,283	1,149
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I min}$	0,959	0,860	0,756	1,004	0,895	1,072	0,967	0,861	0,771
$Q'_{I min}$ при $n'_{I min}$	2,790	2,500	0,732	0,972	0,867	0,778	0,702	1,249	1,119
$Q'_{I min}$ при $n'_{I max}$	2,007	1,798	0,527	0,700	0,624	0,560	0,505	0,899	0,805

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛЗ0б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
D_1 , м	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
η_T , о.е.	0,920	0,921	0,922	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925
N'_{a} , МВт	21869	24417	27801	31406	35231	39277	43544	48956	54686
z'_a	5,12	4,59	4,03	3,57	3,18	2,85	2,57	2,29	2,05
z_a	6,00	6,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00
N_a , МВт	18667	18667	28000	28000	28000	37333	37333	37333	56000
Δ , о.е.	1,034	1,035	1,035	1,036	1,037	1,037	1,038	1,039	1,039
n , об/с	177,8	168,3	157,9	148,6	140,4	133,1	126,4	119,3	113,0
n_c , об/с	187,5	187,5	166,7	150,0	142,8	136,4	136,4	125,0	115,4
$n'_{I max}$, об/с	120,0	126,7	120,1	114,8	115,7	116,6	122,7	119,1	116,2
$n'_{I p}$, об/с	137,0	144,7	137,2	131,1	132,1	133,2	140,1	136,1	132,7
$n'_{I min}$, об/с	166,8	176,1	166,9	159,5	160,8	162,1	170,5	165,6	161,5
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I p}$	1,430	1,281	1,689	1,496	1,335	1,597	1,441	1,283	1,724
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I min}$	0,959	0,860	1,133	1,004	0,895	1,072	0,967	0,861	1,156
$Q'_{I min}$ при $n'_{I min}$	2,804	2,512	0,736	0,977	0,871	0,782	0,705	1,255	1,124
$Q'_{I min}$ при $n'_{I max}$	2,017	1,807	0,529	0,703	0,627	0,562	0,507	0,903	0,809

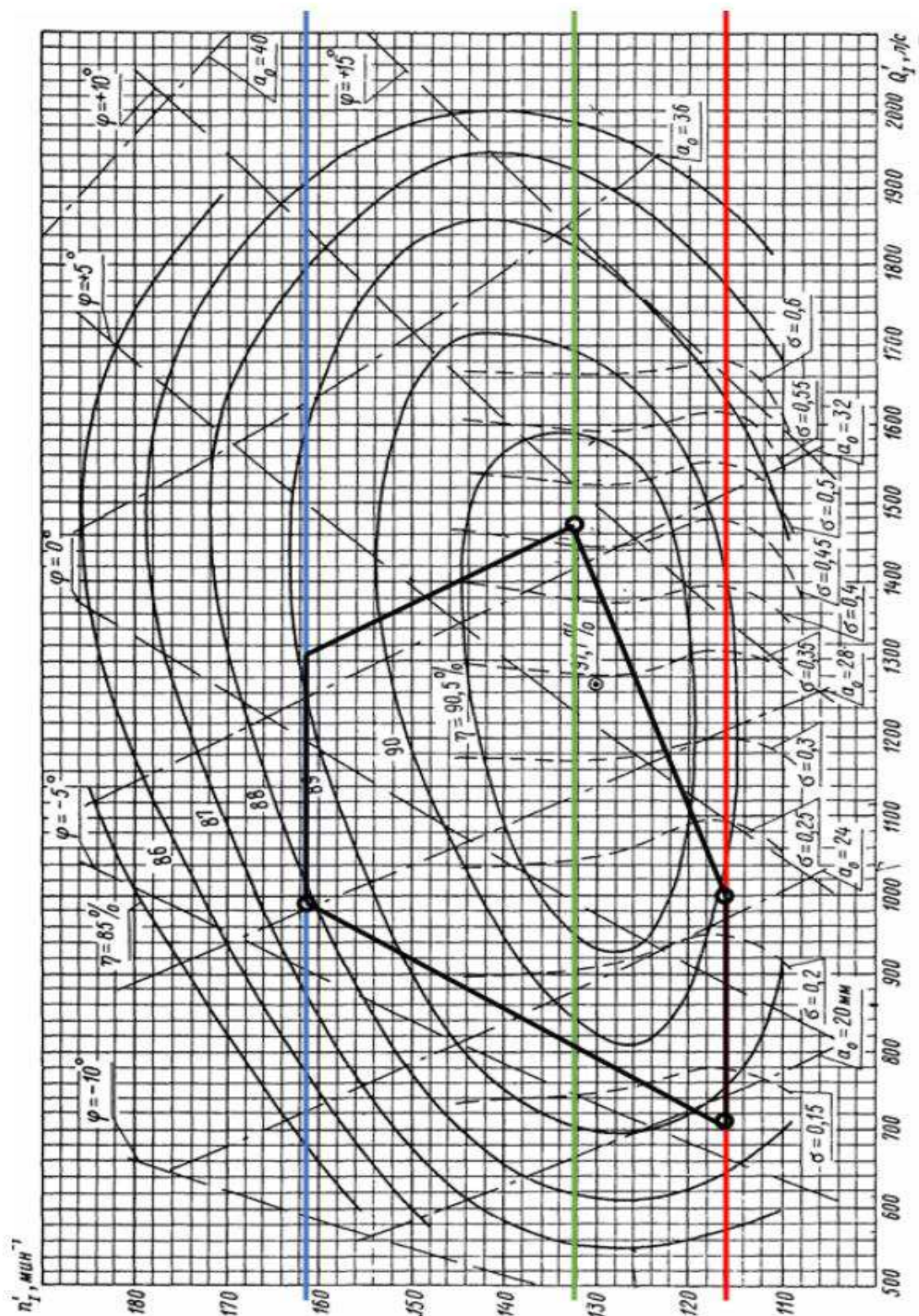


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ306-В-450

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,2	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,40 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,20А	
ЗЗГ	U_0	t_1	-	5 В	5 В
		t_2	-	10 В	10 В
		t_3	-	15 В	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$1,4 \cdot U_H$	140 В	140 В
		1 ступень	$1,2 \cdot U_H$	120 В	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А	0,37 А
		ПО	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А	0,69 А
		ОТС I	$1,11 \cdot I_H$	5,32 А	3,4 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$1,07 \cdot I_H$	5,2 А	4,9 А
		ПО	$1,1 \cdot I_H$	5,13 А	5,06 А
		ОТС	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	6,0 А	5,63 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	0,003	0,11 Ом	1 Ом
		2 ступень	0,311	0,85 Ом	4,5 Ом

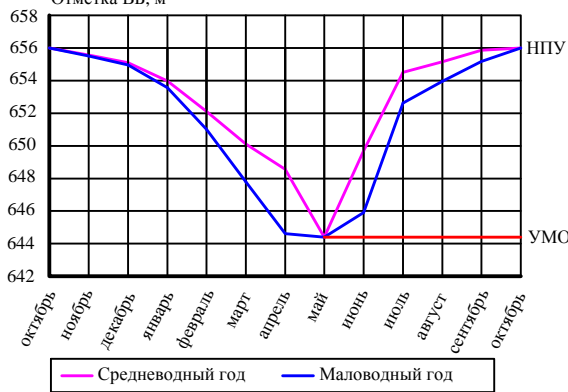
Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

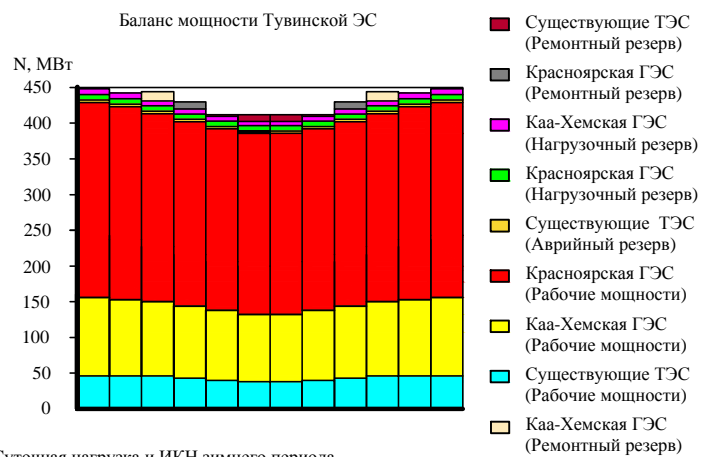
Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
наименование	обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Установленная мощность 112 МВт. Гарантированная мощность станции 65 МВт. Среднеголетняя выработка 630 млн.кВтч. Отметка НПУ 656 м. Отметка УМО 644,41 м. Полезный объем водохранилища 2,51 куб.км.

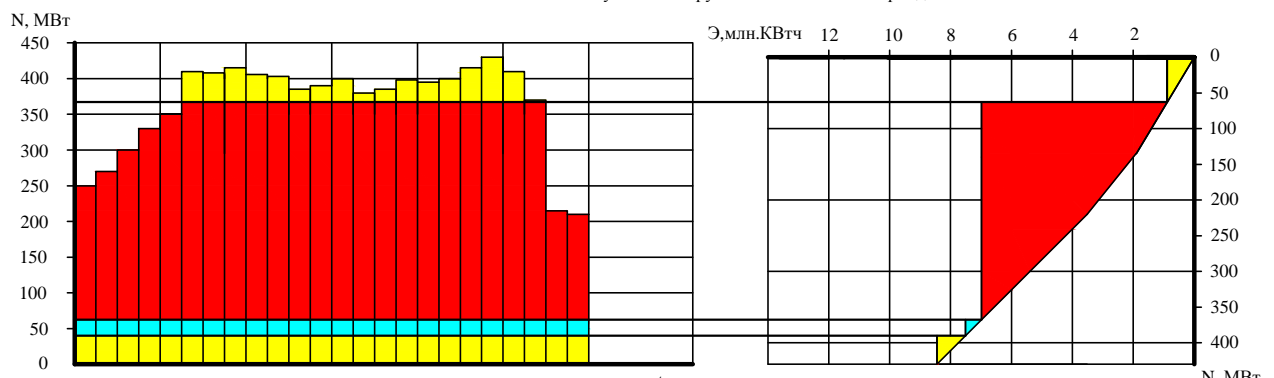
График сброски-наполнения водохранилища
Отметка ВБ, м



Баланс мощности Тувинской ЭС

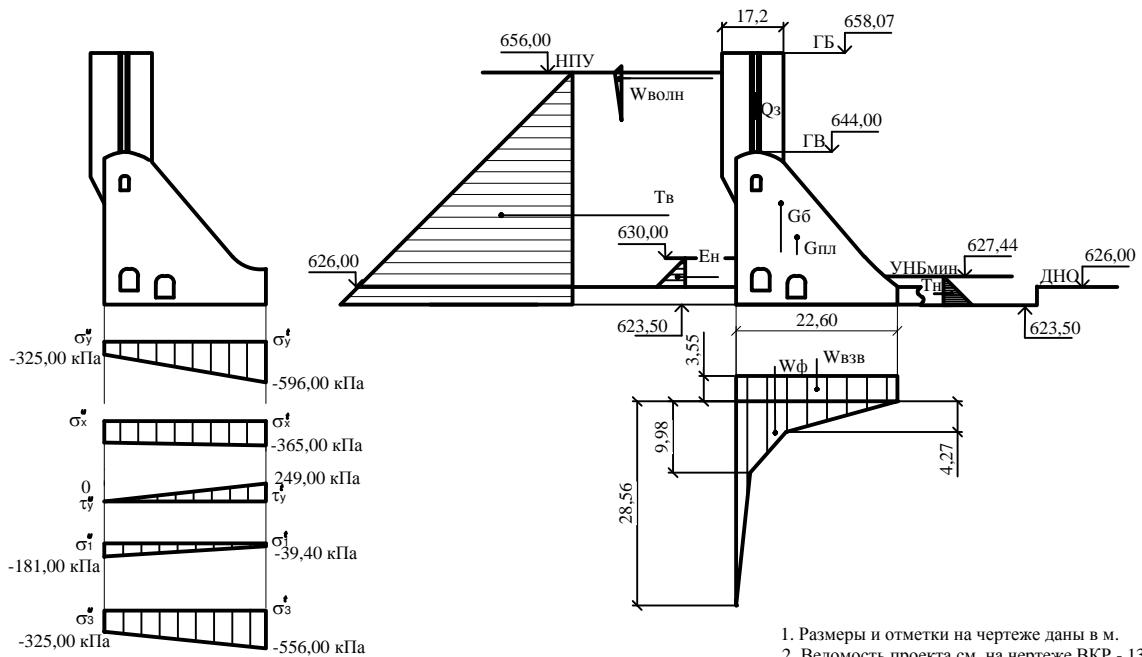


Суточная нагрузка и ИКН зимнего периода



Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину

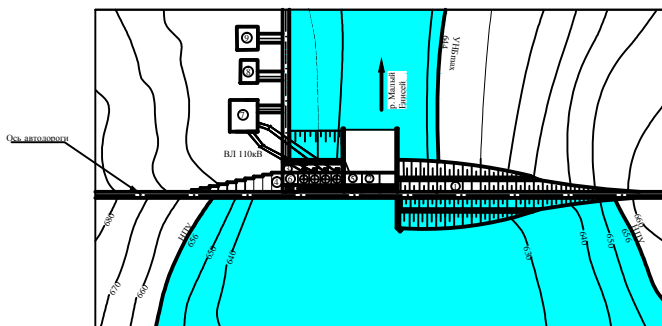
1:500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311254 - ГП.

ВКР - 13.03.02.06 - 541311254 - РП				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол. экз.	Лист	№ экз.	Подпись
Разраб.	Дорофеев			
Проектирование Каа-Хемской ГЭС				
Стдия	Лист	Лист	Лист	Лист

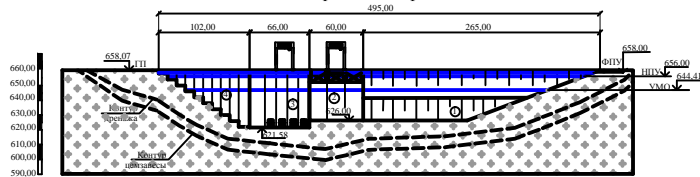
Генеральный план Каа-Хемского гидроузла на реке Малый Енисей
1:2000



Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Разделительный устой
6	Монтажная площадка
7	Распределительное устройство
8	Здание административно-технического персонала
9	Производственные помещения

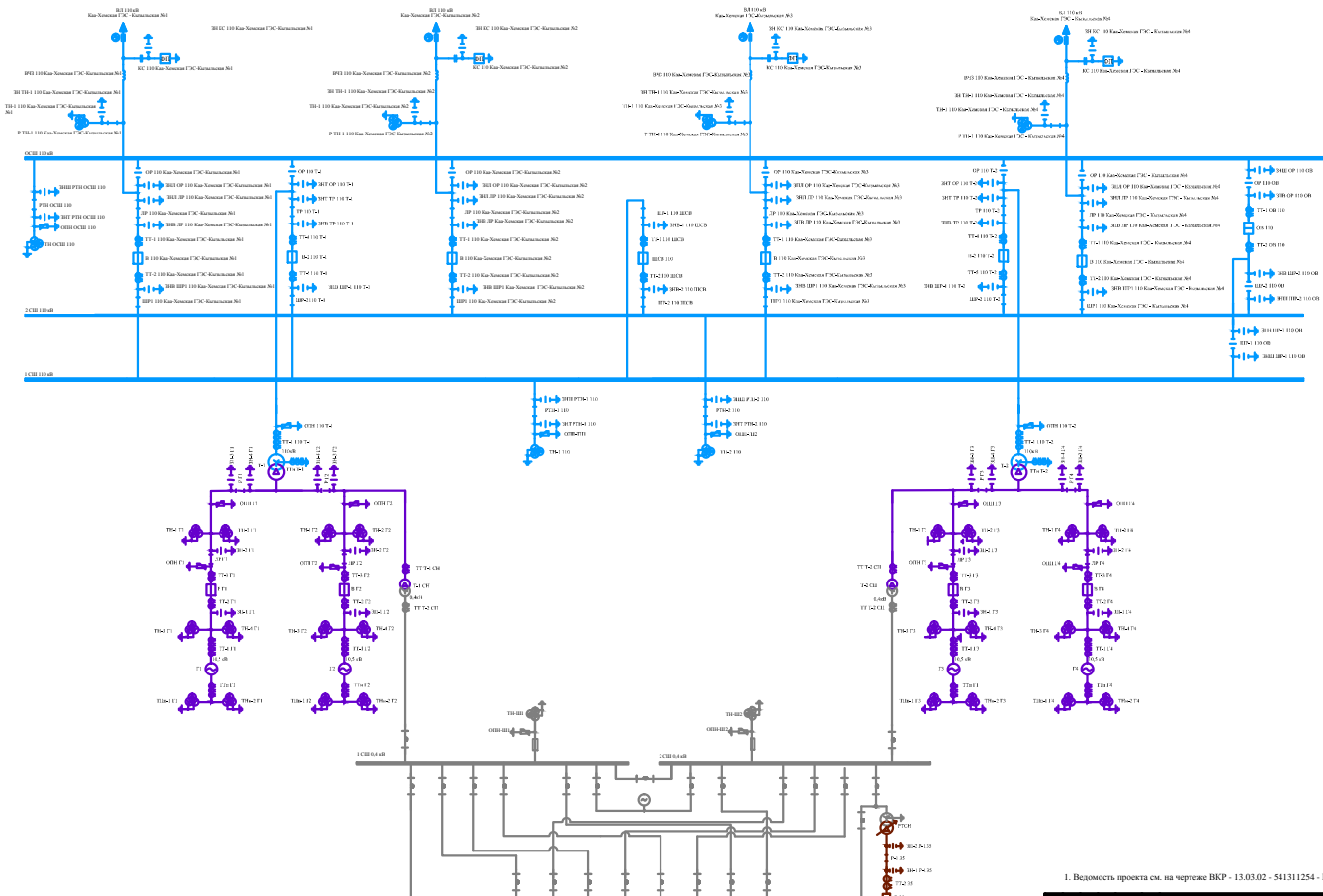
Вид с верхнего бьефа

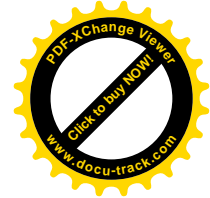
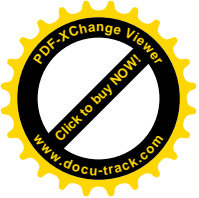


Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Прим.
1	ВКР-13.03.02-541311254 ГП1	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений	
		Ведомость состава проекта	
2	ВКР-13.03.02-541311254 ГР1	Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов	
3	ВКР-13.03.02-541311254 ГР2	Водосливная плотина. Разрез по по оси секции. План	
4	ВКР-13.03.02-541311254 ЭС	Главная схема электрических соединений	
5	ВКР-13.03.02-541311254 РР	Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину	
6	ДП-13.03.02-541311254 ПЗ	Пояснительная записка	

Главная схема электрических соединений





Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников


подпись


« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАА-ХЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ
ЕНИСЕЙ. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ КОНТУРЫ ГЭС И РУ,
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, МОНТАЖ, СПОСОБЫ
КОНТРОЛЯ, РАСЧЕТЫ ПОТЕНЦИАЛОВ РАСТЕКАНИЯ ТОКА**

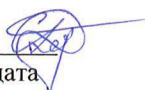
Руководитель

15.06.17 
подпись, дата

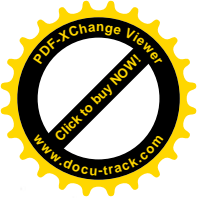
Инженер по наладке
и испытаниям
должность

Н.А. Иванов
инициалы, фамилия

Выпускник

15.06.2017 
подпись, дата

С.А. Дорофеев
инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каа-Хемской ГЭС на реке Малый Енисей. Заземляющие контуры ГЭС и РУ, конструктивное исполнение, монтаж, способы контроля, расчеты потенциалов растекания тока».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17 В.И.Затеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Александр 13.06.17 А.В.Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тим 16.06.17 Л.В.Мастихина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Николай 13.06.17 В.В.Козанцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Александр 13.06.17 Ю.А.Робина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

Александр 13.06.17 И.В.Мельник
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Александр 13.06.17 В.В.Ланасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Михаил 19.06.17 Л.А.Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия