Студенту Камневу Ивану Сергеевичу.
Группа ГЭ12-01Б. Направление (специальность) 13.03.02. Электроэнергетика и электротехника.
Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки.
Утверждена приказом по университету № 24 от 1.04.2016
Руководитель ВКР Е.Ю.Затеева, кандидат технических наук, директор СШФ, Сибирский федеральный университет.
Исходные данные для ВКР среднемесячные расходы реки Кизир; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Zвб)$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Zнб)$; число часов установленной мощности $T = 5600$ ч; установленная мощность существующих ГЭС $N^{сущ} = 23515$ МВт; коэффициент мощности $k_N = 8{,}6$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0{,}3$ м; отметка НПУ 401,0 м; отметка УМО 388,4 м.
Перечень разделов ВКР 1.Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2.Водно-энергетический расчет; 3.Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4.Электрическая часть; 5.Релейная защита и автоматика 6.Компоновка и состав сооружений; 7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8.Технико-экономические показатели; 9. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки..
Перечень графического материала 1.Выбор установленной мощности Журавлевской ГЭС; 2.Разрез по станционной части Журавлевской ГЭС; 3.Главная схема электрических соединений Журавлевской ГЭС; 4. Схема собственных нужд Журавлевской ГЭС; 5.Генеральный план Журавлевской ГЭС; 6.Разрез по водосливной плотине Журавлевской ГЭС; 7.Сбор нагрузок на водосливную плотину Журавлевской ГЭС; 8.Технико-экономические показатели проекта Журавлевской ГЭС; 9.Диспетчерский график водохранилища Журавлевской ГЭС.

Руководитель ВКР _____ Е.Ю. Затеева
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ И.С. Камнев
подпись, инициалы и фамилия студента

«14» 06 2016 г.

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

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Татарников
«14» 06 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

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

ОТЗЫВ

Руководителя Затеевой Е.Ю. кандидата технических наук, директора Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета

На выпускную квалификационную работу Камнева Ивана Сергеевича в форме бакалаврской работы «Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки»

Выпускная квалификационная работа, выполненная на тему «Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки», содержит разделы: введение, анализ исходных данных, водно – энергетические расчеты, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчёт гидротехнических сооружений и компоновку гидроузла, силового электрооборудования и электрических аппаратов, релейной защиты основных элементов главной схемы ГЭС, определение технико-экономических показателей ГЭС.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 134 листах пояснительной записки и 9 листах чертежей. По содержанию разделов, глубине проработки и расчётному материалу соответствует требованиям предъявляемым к выпускной квалификационной работе.

Особое внимание заслуживает спец. вопрос. Был проведен анализ гидрологических особенностей реки. Удлинен ряд гидрологических наблюдений. Выполнены водно-энергетические расчеты для ряда лет. Построены диспетчерские огибающие верхней, нижней противоперебойной и противосбросной зоны. Построен диспетчерский график водохранилища Журавлевской ГЭС, удовлетворяющий общепринятой в Российской Федерации схемой разделения объема воды водохранилища.

В целом выпускная квалификационная работа «Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки» заслуживает оценки «отлично», а разработчик Камнев И. С. присвоения квалификации «бакалавр».

Дата 14 06 16

Зат
(подпись)

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	27.04.16 подпись, дата	Е.Ю. Затеева инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	13.04.16 подпись, дата	А.В. Мошенцева инициалы, фамилия
Электрическая часть	27.04.16 подпись, дата	И.Ю. Погонайченко инициалы, фамилия
Устройства РЗиА	27.04.16 подпись, дата	Д.В. Широков инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	19.05.16 подпись, дата	Т.А. Лобина инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	17.06.16 подпись, дата	[illegible] инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	23.04.16 подпись, дата	В.В. Малахова инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	16.06.16 подпись, дата	А.А. Чабанова инициалы, фамилия

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
«17» 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЖУРАВЛЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РЕЖИМАМ НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭС ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СТРЕТЕГИЯХ И ПРОГНОЗАХ ПРИТОЧНОСТИ РЕКИ

Руководитель _____ 16.06.16 Директор СШФ СФУ, кандидат технических наук Е.Ю. Затеева
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ 16.06.16 И.С. Камнев
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						ВКР - 13.03.02.06 - 1203251 - ГП
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подпись	Дата	
азраб.		Камнев			14.06	Проектирование Журавлевской ГЭС на р. Кизир
ровер.		Лыбина			13.06	
контр.		Затеева			14.06.16	
контр.		Кириченко			08.06	Генеральный план. Вид с нижнего бьфа. Ведомость сооружений
в.		Татарников			14.06	

Стадия	Лист	Листов
	1	1

ГГЭЭС, 2016

Формат А1

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

«___»_____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЖУРАВЛЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РЕЖИМАМ НАПОЛНЕНИЯ ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭС ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СТРЕТЕГИЯХ И ПРОГНОЗАХ ПРИТОЧНОСТИ РЕКИ.

Руководитель	_____ подпись, дата	Директор СШФ СФУ, кандидат технических наук должность, ученая степень	Е.Ю. Затеева инициалы, фамилия
Выпускник	_____ подпись, дата		И.С. Камнев инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Журавлевской ГЭС на реке Кизир. Разработка предложения по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Устройства РЗиА	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____ подпись, дата	_____ инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Журавлевской ГЭС 6
Введение 8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС 9
1.1 Природные условия 9
1.2 Энергоэкономическая характеристика района 11
2 Водноэнергетические расчёты 13
2.1 Регулирование стока воды 13
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов 17
3 Основное и вспомогательное оборудование 24
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов 24
3.2 Гидротурбины и их проточная часть 30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины 30
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала 32
3.2.3 Выбор МНУ и колонки управления 34
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора 35
3.4 Подъёмно-транспортное оборудование 36
4 Электрическая часть 37
4.1 Выбор структурной схемы 37
4.2 Выбор основного оборудования 37
4.2.1 Схема с простыми блоками 37
4.2.2 Схема с объединенными блоками 39
4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком 40
4.4 Выбор синхронных генераторов 40
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта 40
4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов 41
4.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения 43
4.8 Выбор схемы РУ-110 кВ 43
4.9 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания напряжения с применением RastrKZ 44
4.9.1 Расчёт исходных данных 44
4.9.2 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении 45
4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ высшего напряжения. 45
4.10.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов . 46

4.10.2 Выбор выключателей и разъединителей 46
4.10.3 Выбор трансформаторов напряжения 48
4.10.4 Выбор ограничителя перенапряжения 48
4.10.5 Выбор трансформатора тока (ТТ) 48
4.11 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении 48
4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей 48
4.11.2 Выбор трансформаторов напряжения 49
4.11.3 Выбор трансформаторов тока 50
4.11.4 Выбор ограничителя перенапряжения 50
4.11.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора 50
5 Релейная защита и автоматика 52
5.1 Перечень защит основного оборудования 52
5.2 Описание защит и расчет их уставок 53
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG) 53
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора 55
5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) 58
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) .. 58
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок ($I1$) 62
5.2.6 Дистанционная защита генератора 63
5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора 66
5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор 67
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит 68
6 Компоновка и сооружения гидроузла 70
6.1 Состав и компоновка гидроузла 70
6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины 70
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения 70
6.2.2 Определение отметки гребня плотины 70
6.2.3 Определение ширины водосливного фронта 73
6.2.4 Определение отметки гребня водослива 74
6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода 75
6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе 76
6.4 Расчет параметров водобоя и принятых гасителей 78
6.4.1 Гидравлический расчет водобойного колодца комбинированного типа. 78
6.4.2 Водобой 79
6.5 Конструирование бетонной плотины 79
6.6 Разрезка плотины швами 81
6.7 Быки 81
6.8 Устои 81
6.9 Элементы подземного контура плотины 81
6.10 Конструктивные элементы нижнего бьефа 82
6.10.1 Рисберма 82

6.11 Определение основных нагрузок на плотину 83
6.11.1 Вес сооружения 83
6.11.2 Сила гидростатического давления воды 84
6.11.3 Волновое воздействие 84
6.11.4 Фильтрационные и взвешенное давление 85
6.11.5 Расчёт прочности плотины 85
6.12 Критерии прочности плотины 88
6.13 Расчёт устойчивости плотины 89
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды 91
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений 91
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Журавлевской ГЭС 91
7.3 Пожарная безопасность 96
7.4 Охрана природы 99
8 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ... 108
8.1 Оценка объемов продаж 108
8.2 Текущие расходы по гидроузлу 109
8.3 Налоговые расходы 111
8.4 Оценка суммы прибыли 111
8.5 Методология и исходные данные 113
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта 113
8.7 Бюджетная эффективность 114
9 Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки. 116
9.1 Гидрологические особенности 118
9.2 Приведение исходного ряда наблюдений к многолетнему периоду 119
9.3 Анализ ряда гидрологических наблюдений за притоками в водохранилище 121
9.4 Требования, предъявляемые к разрабатываемым вариантам регулирования режима работы Журавлевской ГЭС 122
9.5 Расчет и построение зон диспетчерского графика водохранилища Журавлевской ГЭС 123
9.6 Порядок регулирования режима функционирования водохранилища ... 127
Заключение 128
Список использованных источников 130
Приложение А – Г 134-148

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЖУРАВЛЕВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Кизир;
2. Местонахождение ГЭС .....Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки .....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний .....398 м³/с;
б) всех турбин .....630 м³/с;
в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....3268 м³/с;
0,01% .....3709 м³/с;
г) минимальный .....100 м³/с;

5. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока .....годовой;
б) отметка: НПУ .....401,0 м;
ФПУ .....402,0 м;
УМО .....388,4 м;
в) объемы:
полный .....4,4 км³;
полезный .....3,2 км³;

6. Напоры ГЭС:

а) максимальный.....27,8 м;
б) расчетный.....20,6 м;
в) минимальный.....15,0 м;

7. Энергетические характеристики:

а) мощность:
установленная..... 122,4 МВт;
гарантированная ..... 120,0 МВт;
б) среднемноголетняя выработка энергии.....838 млн. кВт·ч;

8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):

а) правобережная глухая.....41,8 м / 33,5 м;
б) левобережная глухая .....38,0 м / 33,5 м;
в) здание ГЭС.....91,2 м / 33,5 м;
г) водосливная .....95 м / 33,5 м;

9. Водосбросные сооружения

а) тип.....поверхностный водослив;
б) число и размер пролетов .....5 отверстий 8×16;
в) общая длина.....95 м;
г) максимальная высота.....21,7м;

10. Здание ГЭС:

а) тип здания .....русловое;
б) число агрегатов 3;
б) грунты в основании ..... диорит;
в) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
г) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....20,0 м;

11.Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ30б-В-560;

б) тип генератора..... СВ-840/150-52;

в) мощность генератора..... 56,2 МВт;

г) частота вращения ..... 115,4 об/мин;

д) тип трансформаторов ТДЦ-63000/110;

12.Технико-экономические показатели:

а) сметная стоимость ГУ .....11,62 млрд. руб.;

б) удельные показатели .....17704 руб./кВт;

в) себестоимость энергии ..... 24 коп/кВт·ч;

г) срок окупаемости .....7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Кизир - река в Красноярском крае России, в горной системе Восточный Саян. Правый приток реки Казыр - одной из составляющих реки Тубы (бассейн реки Енисей). Река берёт своё начало в районе озера Междуречное, расположенного в центральной части Восточного Саяна. Ручей-водосток озера является левобережным притоком Кизира, исток которого находится северо-западнее. Практически на всём своём протяжении река протекает по территории Курагинского района Красноярского края.

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 - 21°С, а средняя температура июля + 18°С. Годовая амплитуда температур около 75. Летом столбик термометра может подниматься выше + 35°С, а зимой опускаться ниже-40 °С.

Устойчивые морозы начинаются около 10 ноября и заканчиваются в середине марта. Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 135 дней. Устойчивый снежный покров в лесостепной зоне образуется во второй декаде ноября, в подтаежных и таежных зонах - на декаду раньше. Наиболее холодные месяцы - декабрь, январь и февраль. Зима особенно сурова, когда Курагинский район находится под влиянием антициклона. Высота снежного покрова в лесостепи 40 70 см. однако, на открытых участках может быть около 20 см.

Среднегодовое количество осадков в лесостепной зоне 300 - 600 мм в год (недостаточное и достаточное увлажнение), в подтаежной зоне 800 - 1000 мм, в горной тайге 1000 - 1500 мм (избыточное увлажнение).

1.1.2 Гидрологические данные

Длина - 300 км, площадь бассейна - 9170 км². Берёт начало в хребте Крыжина. В верховьях протекает в узкой долине, порожиста; в нижнем течении распадается на рукава. Замерзает в ноябре, вскрывается в конце апреля.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кизир за период 1932-1983 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 398 \cdot 31536000 = 12{,}55 \text{ км}^3, \qquad (1.1)$$

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 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}$, м	W, км^3	$z_{\text{НБ}}$, м	Q, м$^3/c$	$z_{\text{НБ}}$, м	Q, м$^3/c$
370	0	372,3	0	372,3	0
380	1,25	373,0	500	373,0	300
390	2,5	374,0	1500	374,0	900
400	4,3	375,0	4000	376,0	2400
410	5	377,4	7000	377,4	4050

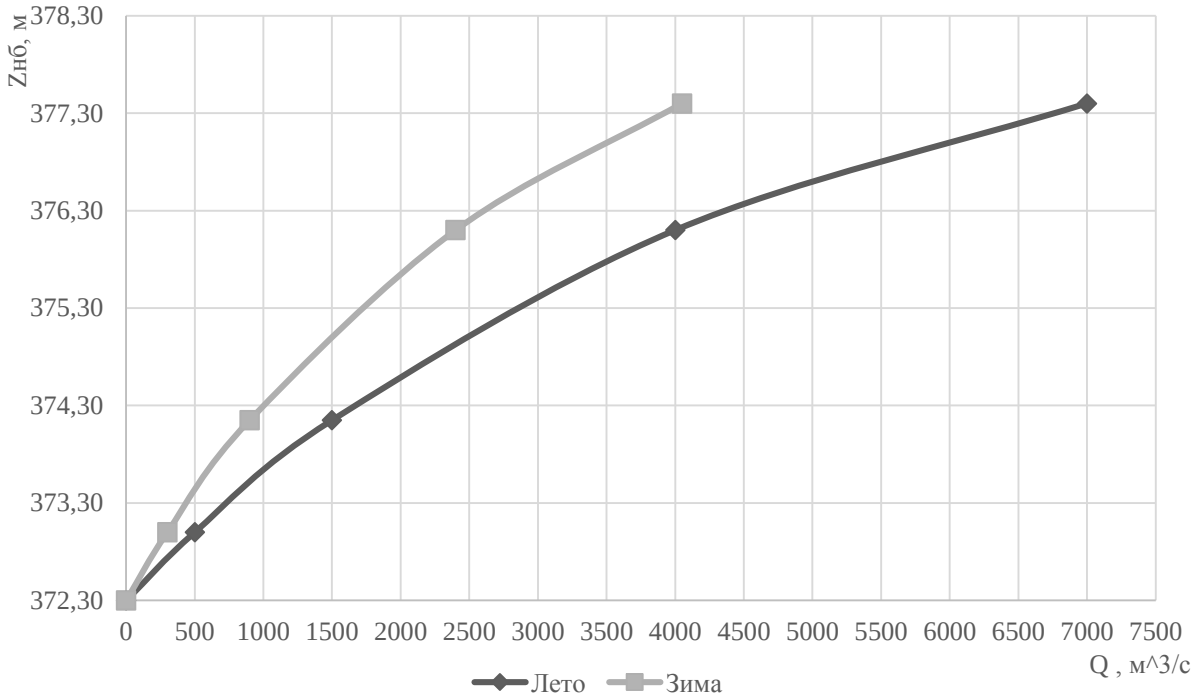

Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

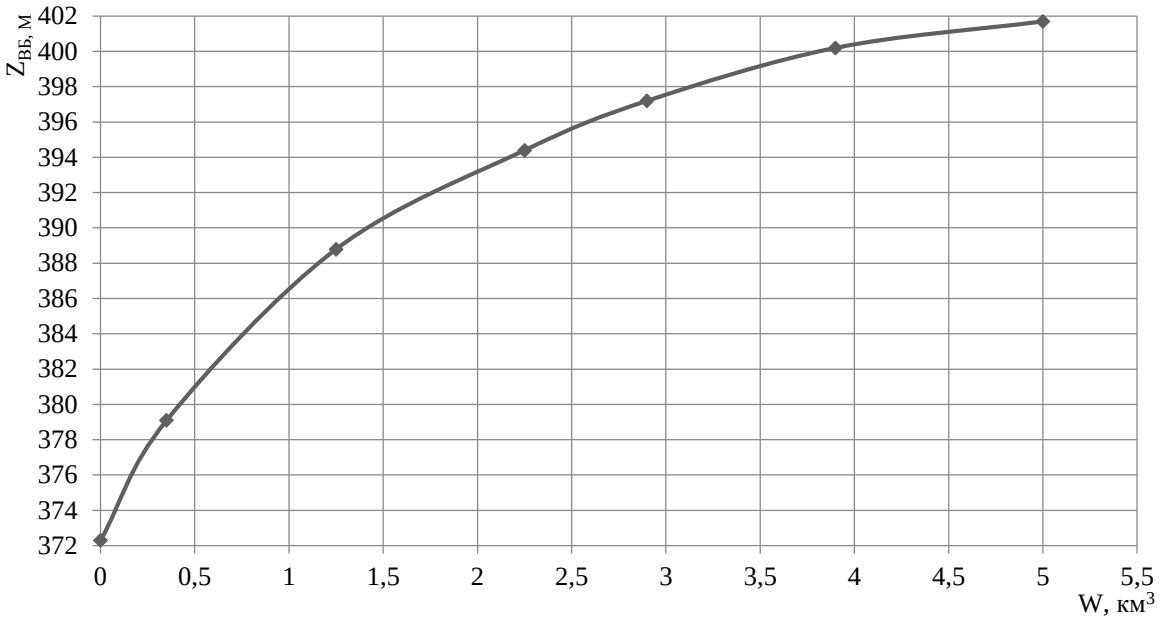

Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании реки Кизир – скальные породы: диорит. Диориты отличаются высокой прочностью на сжатие: 150 - 280 МПа и имеют плотность 2720-2920 кг/м 3 , пористость 2,91%.

Диоритные породы, как правило, имеют высокую вязкость, соответственно, для этого минерала характерна незначительная хрупкость. Он отличается высокой сопротивляемостью ударной нагрузке.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Журавлевской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1954 по 2013 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Журавлевской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Сибири, представлена в таблице 1.2 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.2 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ГЭС	25276,4	44,2
ТЭС	26516,7	50,8
Итого	51793,1	100

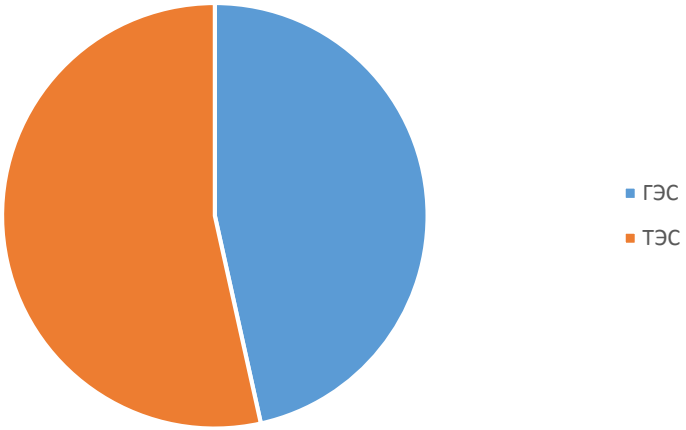

Рисунок 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Нарвская ГЭС – в турбинно-генераторной части;
– Майнская ГЭС – в схеме выдачи мощности;
– Нижне-бурейская ГЭС – в ГТС.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

– кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);
– энергосистема – Сибирь;
– коэффициент мощности:

$$k_N = 8{,}6;$$

– потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0{,}3;$$

– НПУ Журавлевской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 401 \text{ м};$$

– ряд гидрологических наблюдений за рекой Кизир за период 1932-1983 гг. (приложение А, таблица А.1);
– требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м^3/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	400	400	400	400	400	210	250	230	100
Фильтрация	40	40	40	60	60	60	60	60	60	60	40	40
Испарение	-	-	-	20	20	30	30	20	10	-	-	-
Льдообразование	+10	+3	-	-5	-24	-	-	-	-	-	+6	+10

– суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

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 по формуле:

$$Q_{\text{сред}} = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3 \ldots + Q_n}{n}, \tag{2.1}$$

где Q_n – расход воды за определенный месяц;

n – количество месяцев.

Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\ (\%), \tag{2.2}$$

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.2.

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.

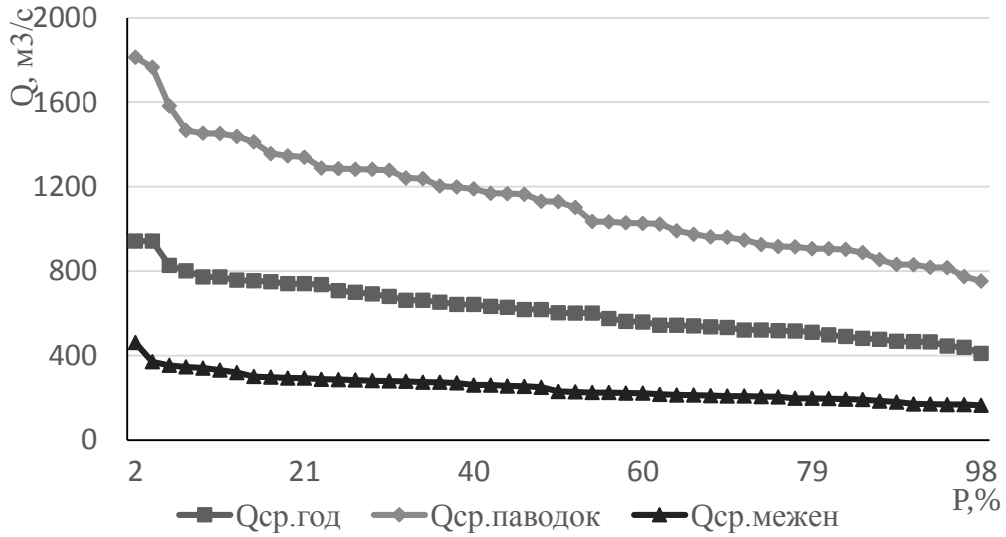

Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$К_М = \frac{Q_М^{1953}}{Q_М^{1953}} = \frac{185}{171} = 1{,}10, \quad (2.3)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1982}}{Q_П^{1953}} = \frac{831}{906} = 0{,}92, \quad (2.4)$$

$$К_М = \frac{Q_М^{1953}}{Q_М^{1968}} = \frac{171}{172} = 1{,}00, \quad (2.5)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1982}}{Q_П^{1968}} = \frac{831}{917} = 0{,}90. \quad (2.6)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1953 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$К_М = \frac{Q_М^{1932}}{Q_М^{1949}} = \frac{230}{228} = 1{,}01, \quad (2.7)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1972}}{Q_П^{1949}} = \frac{1128}{1164} = 0{,}98, \quad (2.8)$$

$$К_М = \frac{Q_М^{1932}}{Q_М^{1978}} = \frac{230}{225} = 1{,}01, \quad (2.9)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1972}}{Q_П^{1978}} = \frac{1128}{1034} = 1{,}1. \quad (2.10)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1949 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 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в м^3/с

	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)	
Месяц	Исходный	Приведённый	Исходный	Приведённый
1	119	129	144	144
2	111	120	125	125
3	98	106	129	129
4	975	897	929	959
5	1331	1225	1880	1940
6	1151	1059	1357	1400
7	589	542	1053	1087
8	482	443	603	598
9	325	351	479	479
10	274	296	394	394
11	151	163	161	177
12	121	131	166	150

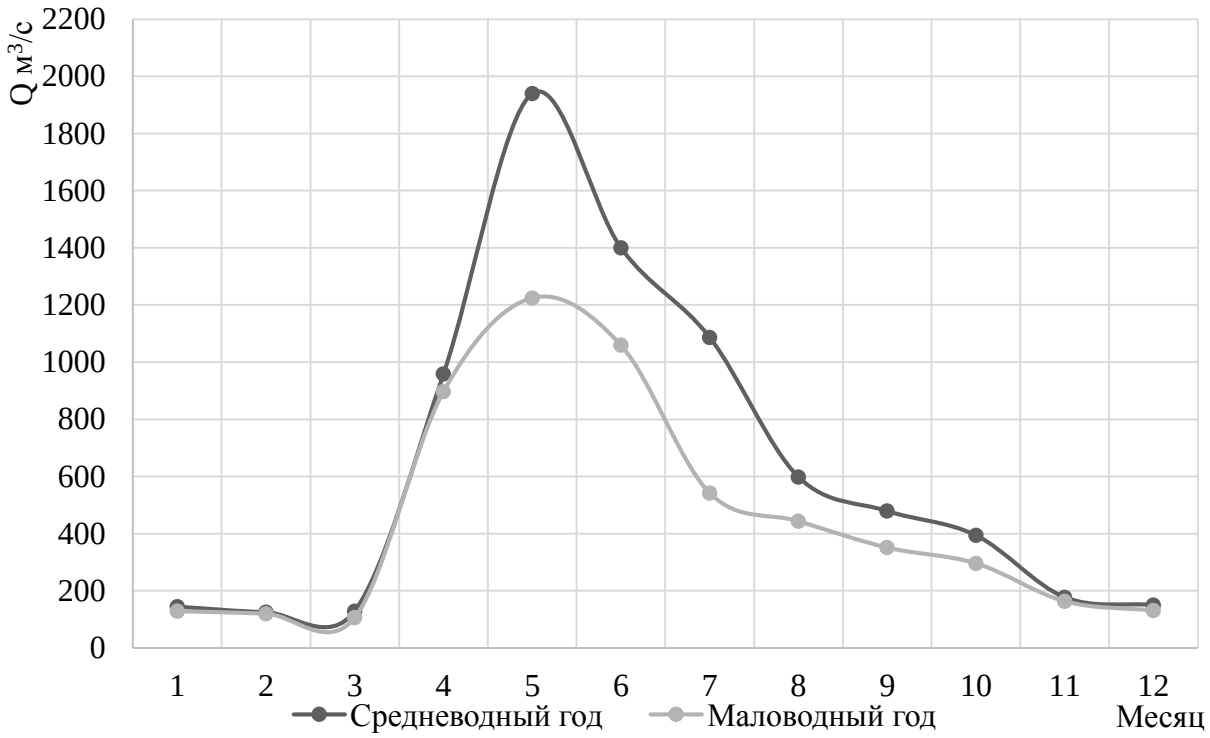

Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

По виду графика определяем, что гидрограф имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень.

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 33%. Если отметка НПУ 401,0 м, а отметка сухого дна 372,3 м, тогда:

$$\nabla\text{УМО} = 401{,}0 - 0{,}33 \cdot (401{,}0 - 372{,}3) = 391{,}4\text{м}. \quad (2.11)$$

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

$$V_{\nabla\text{НПУ}} = 4{,}40\ \text{км}^3,$$

$$V_{\nabla\text{УМО}} = 1{,}70\ \text{км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\nabla\text{НПУ}} - V_{\nabla\text{УМО}} = 4{,}40 - 1{,}70 = 2{,}70\ \text{км}^3. \quad (2.12)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{2{,}70}{19{,}5} = 0{,}26, \quad (2.13)$$

где $V_{\text{полезный}}$ − полезный объём водохранилища, формула (2.20);
$\overline{W}_{\text{многолетний}}$ − среднемноголетний сток в заданном створ.
Принимаем 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 Журавлевской ГЭС.

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

$$Q^t_{\text{п.б}} = Q^t_{90\%} - Q^t_{\text{п}} - Q^t_{\text{и}} - Q^t_{\text{ф}} - Q^t_{\text{л}}, \quad (2.14)$$

где t – порядковый номер месяца;
$Q^t_{90\%}$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.2);
$Q^t_{\text{п}}, Q^t_{\text{и}}, Q^t_{\text{ф}}, Q^t_{\text{л}}$ – 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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \qquad (2.15)$$

где k_N – коэффициент мощности, формула (1.1);

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.14) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (ноябрь). Под регулирование попали 2 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – 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	162	24	24	96	96	96	96	96	86	82	55	162

В результате водноэнергетического расчёта мощности месяцев, попавших под регулирование, получатся несколько меньше. Это объясняется тем, что в данном расчёте делается допущение о постоянстве и равенству 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 ∇НПУ $= 401{,}0$ м и $V_{\text{н}} = 4{,}40$ км^3.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{t} = Q_{\text{п.б}}^{t} - Q_{\text{вдх}}^{t}, \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{п.б}}^{t}$ – по формуле (2.14);

$Q_{\text{вдх}}^{t}$ – расход воды из водохранилища.

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

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

$$Q_{\text{НБ}}^{t} = Q_{\text{ГЭС}}^{t} + Q_{\text{ф}}^{t}. \quad (2.17)$$

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

$$\Delta V^{t} = Q_{\text{вдх}}^{t} \cdot t, \quad (2.18)$$

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:

$$H^{t} = z_{\text{ВБ.ср}}^{t} - z_{\text{НБ}}^{t} - \Delta h, \quad (2.19)$$

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:

$$N^{t} = k_{N} \cdot Q^{t} \cdot H^{t}, \quad (2.20)$$

где Q^{t} – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС;

H^{t} – напор на турбине, найденный по формуле (2.19).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$N_{гар} = 120$ МВт;

– уровень мёртвого объёма

$\nabla УМО = 388{,}4$ м;

– полезный объём водохранилища

$V_{полезный} = 3{,}20$ км^3;

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре

$\nabla ВБ_р = 393{,}1$ м;

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{пол}}{W_{ср.мл}} = \frac{3{,}20}{19{,}5} = 0{,}16; \quad (2.21)$$

– график сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

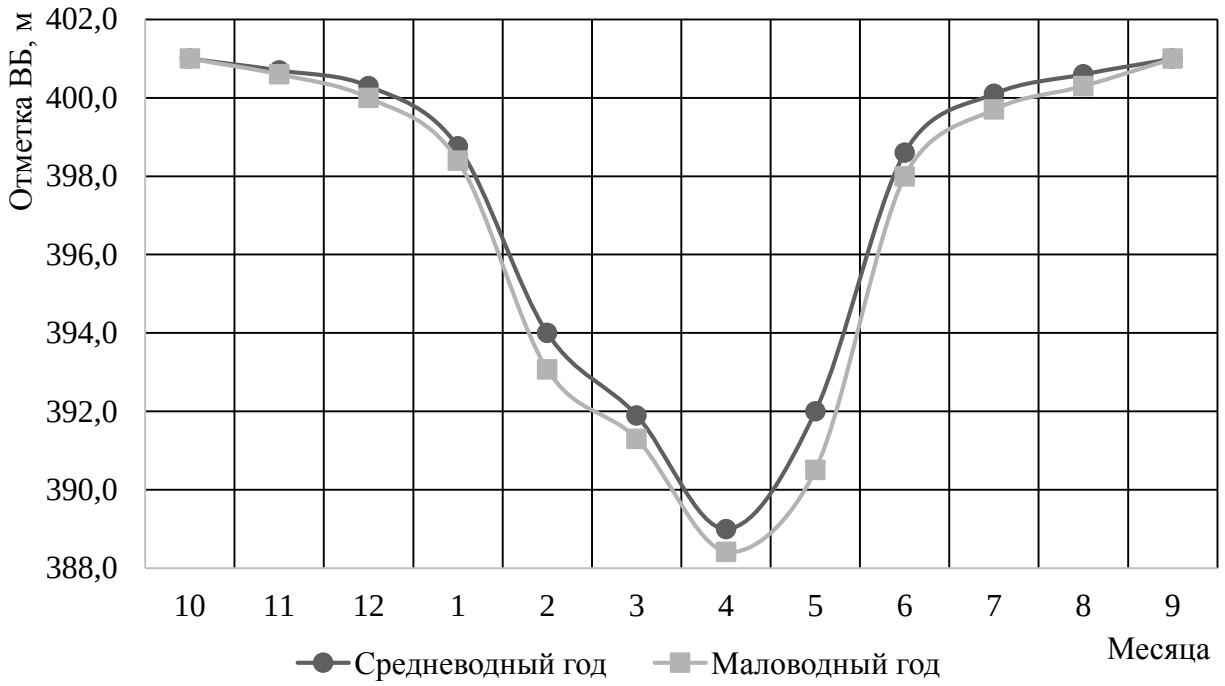

Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Журавлевская ГЭС будет использована для работы в базе Сибирской энергосистемы на плакате «Использование водной энергии».

Так как требуется обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, станция будет работать в двух режимах: один агрегат – 24 часа в сутки.

Принимаем санитарный расход:

$$Q_{\text{сан}} = 100\ \text{м}^3/\text{с}.$$

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 (приложение Г, рисунок Г1, Г2).

$$N_{\text{выт.раб}} = 120\ \text{МВт}.$$

На Журавлевской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 122{,}4\ \text{МВт}.$$

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 (таблица 2.2).

Сработка водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);

– способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.6);

Наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: по уровням наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);

– способ 2: по мощностям в период наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Из всех способов выбираем варианты с наибольшей выработкой, таблица 2.4.

Таблица 2.4 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

Выработка в млн. кВт·ч

Сработка-наполнение	
Способ 1	Способ 2
838	757

Среднемноголетняя выработка – 838 млн. кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии ОЭС Сибири

Зная среднемесячные мощности Журавлевской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергий ОЭС Сибири (плакат «Использование водной энергии»).

2.3.2 Баланс мощности ОЭС Сибири

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:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 122}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 20{,}3 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}\right), \qquad (2.22)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность Журавлевской ГЭС.

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

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$\text{F}_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{\text{N}_{\text{прод}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2}\text{мес} + \frac{\text{N}_{\text{поп}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес}\right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{3756}{4} + \frac{10000}{2}\right) \cdot \frac{1}{2} =$$
$$= 4105 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}\right). \qquad (2.23)$$

Баланс мощности Сибири в маловодном году приведен в таблице 2.5 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.5 – Баланс мощности Сибири в маловодном году

Мощность Журавлевской ГЭС, МВт			Мощность ГЭС, МВт				Мощность ТЭС, МВт		
Рабочая	Нагрузочная	Ремонта	Рабочая	Нагрузочная	Аварийная	Ремонта	Рабочая	Аварийная	Ремонта
120	2	0	13869	277	1110	0	13756	1100	0
36	1	0	13637	273	1091	0	13187	1055	0
36	1	10	13234	265	1059	579	12055	964	0
108	2	0	12768	255	1021	579	10676	854	0
96	2	0	12364	247	989	0	9556	764	184
71	1	0	12131	243	970	0	8926	714	1106
72	1	0	12130	243	970	0	8923	714	1106
70	1	0	12362	247	989	0	9576	766	184
69	1	0	12765	255	1021	579	10708	857	0
66	1	10	13231	265	1058	579	12018	961	0
40	1	0	13635	273	1091	0	13177	1054	0
120	2	0	13869	277	1109	0	13754	1100	0

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

1) Выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;
2) Необходимо стремится к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{ср}) - Z_{нб}(V_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{ср})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО ;

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N = 8,6 – коэффициент мощности;

$Q_{ГЭС}$ – расход через ГЭС , выбирается произвольно;

$H_{ГЭС}$ – напор через ГЭС , выбирается произвольно.

Ограничение по пропускной способности ГЭС :

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре ;

$H_{расч}$ – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования ВХК, который составляет:

$$Q_{ГЭС,min} = Q_{вхк,min} = 100\ м^3/с;$$

Результаты расчёта режимного поля представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Режимное поле

Кривая связи		Напорные характеристики			Ограничение по установленной мощности		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Z_{нб}$, м	$Q_{нб}$, $м^3/с$	$H_{нпу}$, м	$H_{умо}$, м	$H_{вб}$, м	H, м	Q, $м^3/с$	H, м	Q, $м^3/с$
373,4	900,0	27,3	14,7	20,4	30,0	474,4	14,0	559,6
373,3	810,0	27,4	14,8	20,5	29,0	490,8	15,0	579,3
373,2	720,0	27,5	14,9	20,6	28,0	508,3	16,0	598,3
373,1	630,0	27,6	15,0	20,7	27,0	527,1	17,0	616,7
373,0	540,0	27,7	15,1	20,8	26,0	547,4	18,0	634,6
372,9	450,0	27,8	15,2	20,9	25,0	569,3	19,0	651,9
372,8	360,0	27,9	15,3	21,0	24,0	593,0	20,0	668,9
372,7	270,0	28,0	15,4	21,1	23,0	618,8	21,0	685,4
372,5	180,0	28,2	15,6	21,3	22,0	646,9	22,0	701,5
372,4	90,0	28,3	15,7	21,4	21,0	677,7	23,0	717,3
372,3	0,0	28,4	15,8	21,5	20,0	711,6	24,0	732,7

Режимное поле Журавлевской ГЭС представлено на рисунке 3.1.

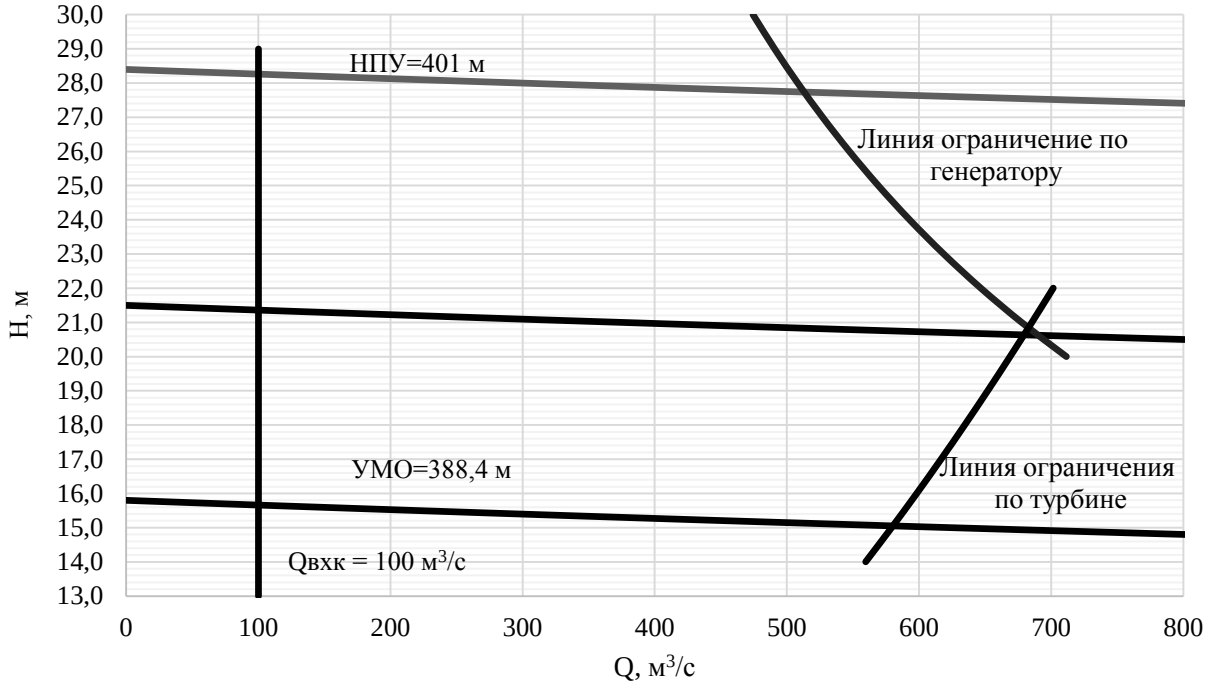

Рисунок 3.1 – Режимное поле Журавлевской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– Максимальный напор. Определяется в точке пересечения линии максимального напора и минимального расхода:

$H_{max} = 28{,}1$ м;

– Минимальный напор. Определяется в точке пересечения линии минимального напора и линии ограничения по пропускной способности:

$H_{min} = 15{,}1$ м;

– Расчетный напор, определяется в точке пересечения 3 линии : линия ограничения по пропускной способности , ограничения по установленной мощности , расчетного напора:

$H_{\text{р}} = 20{,}6$ м;

–Максимальный расход , определяется как пересечение линии ограничения по установленной мощности с линией расчетного напора:

$Q^{max} = 678\ {}^{\text{м}^3}/_{\text{с}}$.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбину предварительно выбирают по двум критериям:

1) Максимальный напор
2) Отношение минимально напора к максимальному

Диапазону напоров соответствует ПЛ30а–В и ПЛ30б–В с параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ30а–В	ПЛ30б–В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, м	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{1o}, мин$^{-1}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{1o}, м^3/с	0,89	1,27
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m,o}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max}, м^3/с	1,95	1,90
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	1,0	1,0
Приведенный диаметр рабочего колеса	D'_{1m}, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	H_m, м	4	8
Температура испытаний	t_m, °C	5	21

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_т = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_н}{\nu_m}}\right], \quad (3.4)$$

где $\eta_{M\,O}$ – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптиума (таблица 3.2);

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

$D_{1\,\text{М}}$ – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [3];

$H_{\text{М}}$ – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_{\text{Н}}$ – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$\nu_{\text{М}}$ – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

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

$$\varepsilon = 0{,}75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях.

Средняя температура воды в реке Кизир.

$$t_{\text{Н}} = 10\ ℃.$$

По справочным данным [3] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_{\text{Н}} = 1{,}51.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{\text{г ср}} = 0{,}97.$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_{\text{а}} = 9{,}81 \cdot Q'_{I\,\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{Т}} \cdot \eta_{\text{г ср}}, \tag{3.5}$$

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_{\text{а}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_{\text{а}}}, \tag{3.6}$$

где $N_{\text{уст}}$ – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону . Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I\,\text{р}} \cdot \frac{\sqrt{H_\text{р} \cdot \Delta}}{D_1}, \tag{3.7}$$

где $n'_{I\,\text{р}}$ – 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 расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [3].

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}, $H_\text{р}$ и H_{min}, предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_\text{с} \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \tag{3.8}$$

где $n_\text{с}$ – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max}, $H_\text{р}$ и H_{min}.

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_\text{Т} = \frac{N_\text{а}}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_\text{р}^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}. \tag{3.9}$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии $n'_{I\,\text{р}}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_\text{Т}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

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

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

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 строятся по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.9), подстановкой в формулу максимального напора.

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

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные варианты параметров турбин выбираем турбину ПЛ30б-В со следующими параметрами:

$$D_1 = 5{,}6 \text{ м};$$

$$Z_a = 3\,; \tag{3.11}$$

$$n_c = 115.4 \text{ об/мин}.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ30б-В с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_S, \tag{3.12}$$

где $Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{Н.Б.}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S.

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

– Работа одного агрегата с Nр при НПУ;
– Работа одного агрегата с Nр и Hр;
– Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с Nр и Hmin.
Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1{,}5 + Z_{\text{Х.}}, \quad (3.13)$$

где $B = 10{,}33$ м вод. ст. – барометрическое давление;
$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ при данном расходе;
σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;
$Z_{\text{Х.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин .
Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ.
На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, максимального напора, и линии ограничения по турбине. Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = 1{,}2 \cdot 5{,}6^2 \cdot \sqrt{1{,}077 \cdot 28{,}1} = 206 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.14)$$

В этой точке определяем:

$$\sigma = 0{,}3.$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 372{,}55 \text{ м}.$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{372{,}55}{900} - 0{,}3 \cdot 28{,}1 - 1{,}5 = 0{,}07 \text{ м}. \quad (3.15)$$

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, расчетного напора, и линий ограничения по генератору и по турбине. Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = 1{,}58 \cdot 5{,}6^2 \cdot \sqrt{1{,}077 \cdot 20{,}6} = 233 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

В этой точке определяем:

$$\sigma = 0{,}53.$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 372{,}63$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{372{,}63}{900} - 0{,}53 \cdot 20{,}5 - 1{,}5 = -2{,}45 \text{ м.} \quad (3.17)$$

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, минимального напора, и линий ограничения по генератору. Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = 1{,}45 \cdot 5{,}6^2 \cdot \sqrt{1{,}077 \cdot 15} = 183 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.18)$$

В этой точке определяем:

$\sigma = 0{,}44.$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 372{,}56$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{372{,}56}{900} - 0{,}44 \cdot 15 - 1{,}5 = 1{,}81 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.13) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{Р.К.1} = 372{,}55 + 0{,}07 = 372{,}62 \text{ м.} \quad (3.20)$$

$$\nabla Z_{Р.К.2} = 372{,}63 - 2{,}45 = 370{,}18 \text{ м.} \quad (3.21)$$

$$\nabla Z_{Р.К.1} = 372{,}56 + 1{,}81 = 374{,}37 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{Р.К.}$ выбираем минимальное, $\nabla Z_{Р.К.} = 370{,}18$ 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:

$$h = 2{,}87 \cdot D_1 = 2{,}87 \cdot 5{,}6 = 16 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1{,}663 \cdot D_1 = 1{,}663 \cdot 5{,}6 = 9{,}31 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 180°. \quad (3.25)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2{,}695 \cdot D_1 = 2{,}695 \cdot 5{,}6 = 15{,}1 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Длинна отсасывающей трубы:

$$L = 3{,}794 \cdot D_1 = 3{,}794 \cdot 5{,}6 = 21{,}2 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2{,}765 \cdot D_1 = 2{,}765 \cdot 5{,}6 = 15{,}4 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_{\text{в}} = 5{,}1 \cdot \left(\frac{M_{\text{кр}}}{n_{\text{с}}}\right)^{0{,}33} = 5{,}1 \cdot \left(\frac{3{,}710}{30}\right)^{0{,}33} = 859 \text{ мм.} \quad (3.29)$$

где $M_{\text{кр}}$– крутящий момент на валу;
$n_{\text{с}}$ – синхронная частота вращения турбины.
Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_{\text{с}} + 2 \cdot B_{\text{вк}} + 2 \cdot B_{\text{п}} = 8{,}6 + 2 \cdot 1{,}5 + 2 \cdot 0{,}7 = 13 \text{ м.} \quad (3.30)$$

где $B_{\text{вк}}$ – ширина воздушной камеры, по рекомендациям принимаем равной 1,5 м;
$B_{\text{п}}$ – ширина полок статора, по справочным данным 0,7 м;
$D_{\text{с}}$ – наружний диаметр статора гидрогенератора.
Принимаем ширину машинного зала по [4]:

$$B_{\text{мз}} = 26 \text{ м.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{бл} = B_{сп} + 2 \cdot B_{сл} = 15{,}1 + 2 \cdot 1{,}8 = 18{,}9 \text{ м}, \quad (3.31)$$

где $B_{сп}$ – ширина спиральной камеры из выражения;

$B_{сл}$ – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [4]:

$$L_{мп} = B_{бл} = 18{,}9 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 3 \cdot 18{,}9 + 18{,}9 = 75{,}6 \text{ м}. \quad (3.33)$$

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

Высота машинного зала:

$$H'_{мз} = 14 \text{ м}. \quad (3.34)$$

3.2.3 Выбор МНУ и колонки управления

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная 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).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

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

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

По номограмме предварительно определяем маслонапорную установку МНУ 6,3-1/40.

Для поворотно-лопастной турбины работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат:

$$A_{с.н.а.} = k_{на} \cdot \gamma \cdot H_{max} \cdot b_0 \cdot D_1^2 = 0{,}05 \cdot 9810 \cdot 27{,}8 \cdot 2{,}1 \cdot 5{,}6^2 = \\ = 898006 \text{ Дж}, \quad (3.35)$$

где $k_{на}$ – коэффициент, полученный на основе опытов, для поворотно-лопастных турбин равен 0,05;

γ – объёмный вес воды, $\gamma = 9810$ кг/м^3;

H_{max} – максимальный напор на турбину из выражения (3.5);

b_0 – высота направляющего аппарата турбины из выражения (3.24).

Назначаем номинальное давление котла исходя из номограммы [6]:

$P_к = 4{,}0$ МПа.

Необходимый объём сервомотора:

$$W_{серв} = \frac{A_{с.н.а.}}{P_к} = \frac{898006}{4000000} = 0{,}224 \text{ м}^3, \quad (3.36)$$

где $A_{с.н.а.}$ – работоспособность сервомоторов из выражения (3.35);
$P_к$ – номинальное давление котла.

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов (например, полное закрытие направляющего аппарата турбины после израсходования масла на процесс регулирования). Поэтому объём масловоздушного котла на много превышает объём обслуживающих МНУ сервомоторов и не только из-за того, что две трети котла заполнены воздухом, но и для аккумуляции необходимого запаса масла (производительность маслонасоса не компенсирует возможного максимального расхода масла).

С учётом этих требований объём котла:

$$V_к = 25 \cdot W_{серв} + 3 \cdot W_{с.р.к} = 25 \cdot 0{,}224 + 2 * 0{,}25 = 6{,}11 \text{ м}^3. \quad (3.37)$$

Рассчитанная МНУ соответствует выбранной по номограмме.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{40{,}8}{0{,}8} = 51 \text{ МВА}; \quad (3.38)$$

$$n_c = 115{,}4 \frac{об}{мин}. \; ; \quad (3.39)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-840/150-52. Справочные данные гидрогенератора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидрогенератора СВ-840/150-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	56.25
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	45
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10.5
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	3.1
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	115,4
Масса ротора	$G_р$	т	244
Общая масса	$G_о$	т	550
Диаметр статора	D	мм	9800
Система возбуждения	Электромашинная		
Исполнение	Подвесное		

3.4 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале ГЭС и ГАЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В соответствии со стандартом РусГидро [10] в машинном зале Журавлевской ГЭС будет один двух балочный опорный мостовой кран с опорными грузовыми тележками (т.к. вес самого тяжелого узла менее 600 тонн и малое число агрегатов).

Группу и ширину пролёта крана устанавливают в соответствии с [12] по грузоподъёмности. При грузоподъёмности свыше 125 тонн – группа 3, ширина пролёта:

$$L_к = 25{,}0 \text{ м.}$$

Ширина пролёта крана может быть уменьшена на величину кратную 0,5 м.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы

Главная электрическая схема Журавлевская 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.

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

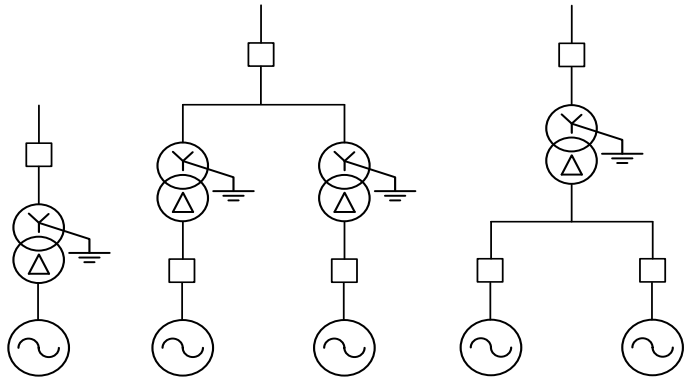

Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

а – простой блок; б – укрупнённый блок с трансформатором на каждый генератор; в – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

4.2 Выбор основного оборудования

4.2.1 Схема с простыми блоками

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:

$$S_{расч} = S_{Г\ ном} - S_{с.н.} = 56{,}25 - 56{,}25 \cdot 0.015 = 55{,}4\ МВ \cdot А\,, \qquad (4.1)$$

где $S_{с.н.}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 63000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 63000/110-У1

$S_{ном}$, МВ· А	$U_Н$, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_х$,%
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
63	110	10,5	8,5	245	35	0,75

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

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 =$$
$$= \left(0{,}124 + \frac{6227}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4884 \frac{ч}{год}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_в =$$
$$= 8760 - 0{,}9 \cdot 32 - 0{,}03 \cdot 70 = 8729{,}1 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 0{,}9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0{,}03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_в = 70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{хх} = n_Т \cdot \Delta P_{хх} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0{,}035 \cdot 8729{,}1 = 305{,}5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_Т$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_н = \frac{\Delta P_к}{n_т} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{т\,ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0{,}245}{1} \cdot \left(\frac{55{,}4}{10}\right)^2 \cdot 4884 = 925 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{пот.СН1} = \beta_1 \cdot \Delta W_{хх} + \beta_2 \cdot \Delta W_н = 0{,}0208 \cdot 305{,}5 + 0{,}0226 \cdot 925 =$$
$$27{,}27 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.6)$$

где β_1, β_2 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

Для 3-х блоков:

$$И_{пот1} = 3 \cdot 27{,}27 = 81{,}81 \text{ тыс.} \frac{руб}{год}. \quad (4.7)$$

4.2.2 Схема с объединенными блоками

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

$$S_{расч} = S_{Г\ ном} - S_{с.н.} = 56{,}25 - 56{,}25 \cdot 0.015 = 55{,}4 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

где $S_{с.н.}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 63000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1

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

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 =$$
$$= \left(0{,}124 + \frac{6227}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4884 \text{ ч/год}, \quad (4.9)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{хх} = n_T \cdot \Delta P_{хх} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0{,}035 \cdot 8729{,}1 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_н = \frac{\Delta P_к}{n_т} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{т\ ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0{,}245}{1} \cdot \left(\frac{55{,}4}{10}\right)^2 \cdot 4884 = 462{,}8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока:

$$И_{пот.СН1} = 0{,}0208 \cdot 611 + 0{,}0226 \cdot 462{,}8 = 23{,}17 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.12)$$

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным и объединенным блоком

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,5% от $S_{Г\,ном}$:

$$S_{с.н.} = 0{,}01 \cdot S_{Г\,ном} = 0{,}015 \cdot 56{,}25 = 0{,}843\ МВ \cdot А. \quad (4.13)$$

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 ТСЗЛ-1000/10/0,4 . Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗЛ-1000/10/0,4

$S_{ном}$, МВ· А	$U_Н$, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
1	10	0,4	8	4,1	0,7

4.4 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-840/150-52У1 производства НПО "ЭЛСИБ", паспортные данные генератора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора СВ-840/150-52У1.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{г\,ном}$,кВ	$\cos\varphi_Г$,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{г\,ном}$	$P_{г\,ном}$				x_d''	x_d'	x_d
56,25	45	10,5	0,8	0,96	0,2	0,28	0,8

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$К = t \cdot К_{ОРУ} + n \cdot К_Т + m \cdot К_{Т_{с.н.}}, \quad (4.14)$$

где $К_Т$ –стоимость силового трансформаторов;

$К_{Т_{с.н.}}$-стоимость трансформатора собственных нужд;
$К_{ОРУ}$ –стоимость ячейки ОРУ;
n – число силовых трансформаторов;
m - число трансформатора собственных нужд;
t – число ячеек ОРУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.14):

$$К_1 = 8 \cdot 13{,}6 \cdot 3 + 3 \cdot 1{,}1 + 3 \cdot 46{,}5 = 469{,}2 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.14):

$$К_2 = 7 \cdot 13{,}6 \cdot 3 + 3 \cdot 1{,}1 + 3 \cdot 46{,}5 = 428{,}4 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$З_i = Е_н \cdot К_i + И_i, \quad (4.15)$$

где $Е_н$– коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке α (по данным Центробанка РФ); в настоящее время $Е_н = \alpha = 14\% = 0{,}14$.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.15):

$$З_1 = 0{,}14 \cdot 469{,}2 + 0{,}081 = 65{,}7 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.15):

$$З_2 = 0{,}14 \cdot 428{,}4 + 0{,}069 = 62{,}7 \text{ млн. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что разница между вариантами составляет не более 5% и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Схема с одиночным блоком представляется наиболее удачной так как в станции будет работать 3 блока, и в аварийных режимах, при выведении одного блока из строя, станция продолжит функционировать.

4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на распределительном устройстве 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_г \cdot (S_г - S_{сн}) = 3 \cdot (56{,}25 - 0{,}843) = 166{,}22 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$P_{нат.} = 50$ МВт;

$К = 1{,}2$;

$\cos\varphi_c = 0{,}82$.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_л = \frac{S_{\Sigma}}{(К \cdot P_{нат.}/\cos\varphi_c)} = \frac{166{,}22}{(1.2 \cdot 50/0{,}82)} = 2{,}27 \text{ шт.} \quad (4.17)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_л = 3 + 1 = 4$ шт.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_л \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{166{,}22}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0{,}198 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1{,}05 \cdot 1{,}0 \cdot 198 = 207 \text{ А} \quad (4.19)$$

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

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

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 95/16, которому соответствует минимальный допустимый ток.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_л - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{166{,}22}{4 - 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0{,}264 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - 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	$2{,}61 \cdot 10^{-6}$

4.7 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;

– автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

– 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.

4.8 Выбор схемы РУ-110 кВ

Число присоединений РУ-110 кВ: 7 (4 ВЛЭП 110 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант одна рабочая секционированная выключателем система шин. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.2.

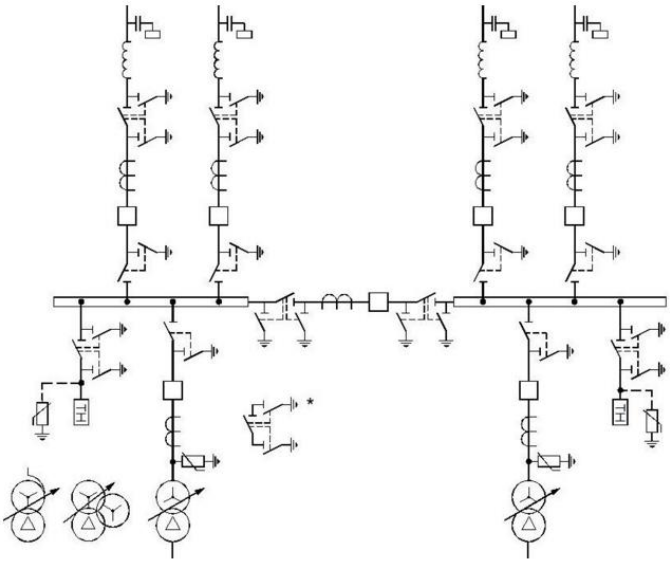

Рисунок 4.2 – Схема РУВН 110 кВ

4.9 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания напряжения с применением RastrKZ

4.9.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\text{Г}} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0{,}392. \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\text{Г}} = E_*^{''} \cdot U_{\text{б}} = 11{,}86 \text{ кВ}. \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{ном}}{}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = 0{,}156 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = 22{,}5 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = 7{,}47 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$\text{E}_{\text{С}} = \text{E}_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б}1} = 121 \text{ кВ}. \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 0{,}09. \quad (4.27)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\text{г}} = \frac{x_{*\text{Г}}}{50} = 0{,}008 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{С}}}{50} = 0{,}45 \text{ Ом}. \quad (4.29)$$

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = 5{,}43 \text{Ом}. \quad (4.30)$$

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0{,}37 \text{ Ом}. \quad (4.31)$$

4.9.2 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrKZ. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Ку	$i_{у}$.кА	$I_{п0}^{(3)}$,кА	$I_{п0}^{(1)}$,кА
Шина 110 кВ	1,87	17,59	4,48	6,72
Вывода генератора (6,3 кВ)	1,97	96,53	35,01	-

4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ 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.

4.10.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4:

$$I_{\text{Г,раб.мах}} = 1{,}05 \cdot \frac{S_{\text{Г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г,ном}}} = 1{,}05 \cdot \frac{56{,}25}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 3{,}25\text{кА}. \quad (4.32)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ 63000/110 У1:

$$I_{\text{Т1-Т2,раб.мах}} = 1{,}05 \cdot \frac{S_{\text{Т,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,ном}}} = 1{,}05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 282 \text{ А}. \quad (4.33)$$

Рабочий ток в линий связи с системой 110 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л2,раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} =$$
$$= \frac{S_{\text{Г1-Г6}} - S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3*55{,}4}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 221 \text{ А}. \quad (4.34)$$

$$I_{\text{Л1-Л2,раб.утж}} = \frac{S_{\text{Г1-Г6}} - S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3*55{,}4}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 295 \text{ А}. \quad (4.35)$$

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{\text{ТСН,раб.мах}} = 1{,}05 \cdot \frac{S_{\text{ТСН,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН,ном}}} = 1{,}05 \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 58 \text{ А}. \quad (4.36)$$

4.10.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовы выключатель ВЭБ-110 фирмы «Электромаш», каталожные данные выключателя представлены в таблице 4.6.

Выключатели серии ВЭБ-110 применяются в открытых распределительных устройствах 110 кВ. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 110 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Таблица 4.6- Каталожные данные выключателя ВЭБ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВЭБ-110
$U_{сети\ ном}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ
$I_{раб\ max}$ = 295 А	$I_{ном}$ = 1000 А
$I_{по}$ = 6,72 кА	$I_{откл.ном.}$ = 102 кА
$i_у$ = 18 кА	

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$B_{к,норм} = I_т^2 \cdot t_т = 40^2 \cdot 4 = 6400\ кА \cdot с, \quad (4.37)$$

где $t_т$=4 с;

$I_т$ =40 кА – ток термической стойкости.

$$B_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_в + t_{рз}) = 6{,}72^2 \cdot (3 + 0{,}01) = 135{,}92\ кА \cdot с \quad (4.38)$$

$$B_{к,норм} > B_{к,расч}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РГ- 110 УХЛ1.

Разъединитель типа РТНП-ОП-110 УХЛ1, производства «ЗЭТО», С приводом типа КСАМ 12.

Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон.

Серия разъединителей РГ- 110 на номинальное напряжение 110 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий, каталожные данные разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7- Каталожные данные разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ- 110
$U_{сети\ ном}$ =110 кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ
$I_{раб\ max}$ = 295 А	$I_{ном}$ = 1000 А
$I_{по}$ = 6,72 кА	$I_{терм.ст.}$ = 31,5 кА $I_{дин.ст.}$ = 80 кА
$i_у$ = 18 кА	

4.10.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-110.

Двухполюсный трансформатор напряжения ЗНОГ-110, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 110 кВ. ЗНОГ-110 климатическое исполнение «У».

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: 100.

4.10.4 Выбор ограничителя перенапряжения

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.

4.10.5 Выбор трансформатора тока (ТТ)

Выбран: трансформатор тока ТГФ-110 У1.

Трансформатор тока ТГФ опорный, предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц класса напряжения 110кВ.Трансформатор предназначен для установки в открытые распределительные устройства и другие установки класса напряжения 110кВ.Климатическое исполнение «У», категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Основные данные:

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

4.11 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем вакуумный выключатель ВГГ-10 фирмы «Высоковольтный союз», каталожные данные приведены в таблице 4.8.

Вакуумные высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 10 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещения с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Таблица 4.8- Каталожные данные ВГГ-10

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-10
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, кА	3,25	4
Ток КЗ, кА	35,01	63

Выполним проверку по току термической стойкости по (4.37) и (4.38):

$$B_{к,норм} = 63^2 \cdot 4 = 15876 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$$B_{к,расч} = 35^2 \cdot (3 + 0{,}01) = 3687 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$$B_{к,норм} > B_{к,расч}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВР 10/4000 У1.

Разъединитель типа РВР 10/4000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий, каталожные данные разъединитель представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9- Каталожные данные разъединитель РВР 10/4000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 10
$U_{сети\ ном}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ
$I_{раб\ max}$ = 3250 А	$I_{ном}$ = 4000 А
$I_{по}$ = 35,01 кА	$I_{терм.ст.}$ = 50 кА $I_{дин.ст.}$ = 125 кА
$i_у$ = 98 кА	

4.11.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения НАМИТ-10 .

Трансформатор напряжения НАМИТ, производства, «Самарский трансформатор» (холдинговая компания «ОЭнТ»), предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ.

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.

4.11.3 Выбор трансформаторов тока

Выбран: трансформатор тока ТОЛ10.

Трансформатор тока ТОЛ10 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТОЛ10 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом (климатическое исполнение «У»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2;

Класс точности обмотки для защиты: 5Р;

Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

4.11.4 Выбор ограничителя перенапряжения

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.

4.11.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-М3 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

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

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:

- Продольная дифференциальная зашита 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:

- 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 (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0{,}2 \cdot I_{\text{Н}}$) 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: $I_{\text{НОМ}} = 3090$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 3500/5$ А.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}}, \tag{5.1}$$

где $\text{К}_{\text{ОДН}} = 0{,}5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.О}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0{,}05 \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}}, \tag{5.2}$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.О}} = 0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$.

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ 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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = \text{К}_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \tag{5.3}$$

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

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

$\text{К}_{\text{ОДН}} = 0{,}5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипынх 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.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{г}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}}.$$

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}5 \cdot \frac{1{,}13}{0{,}2} \cdot 3090 = 1745 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}, \tag{5.4}$$

$$K_{\text{Т}} > \frac{1745 \cdot 2}{35010},$$

$$K_{\text{Т}} > 0{,}099,$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{Т}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{Т}} = 0{,}2$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_\text{Т}} = \frac{0{,}44}{0{,}2} = 2{,}2. \quad (5.5)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_\text{Т}} = \frac{0{,}44}{0{,}2} = 2{,}2. \quad (5.6)$$

Принимаем типовое значение уставки В = 3 (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

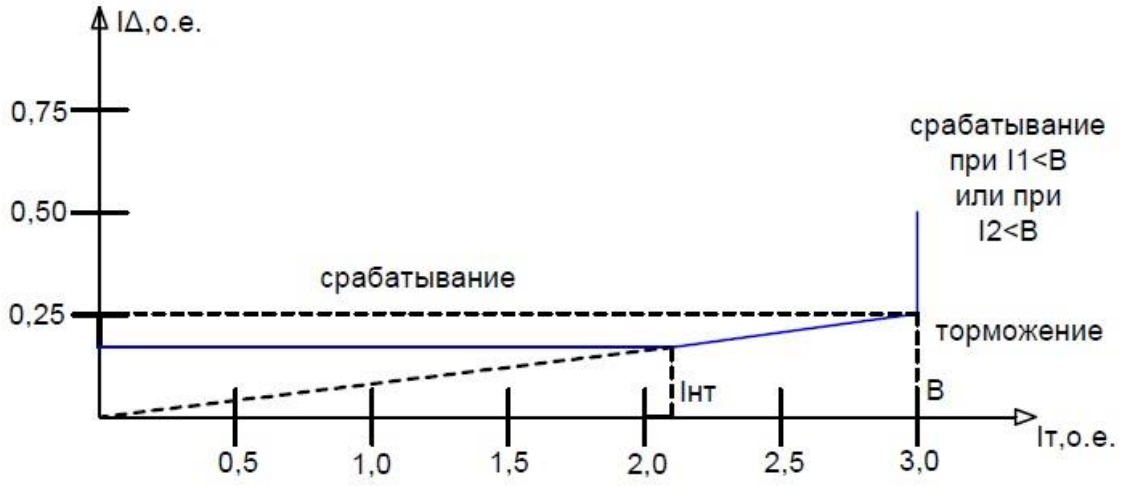

Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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 гармоники 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.

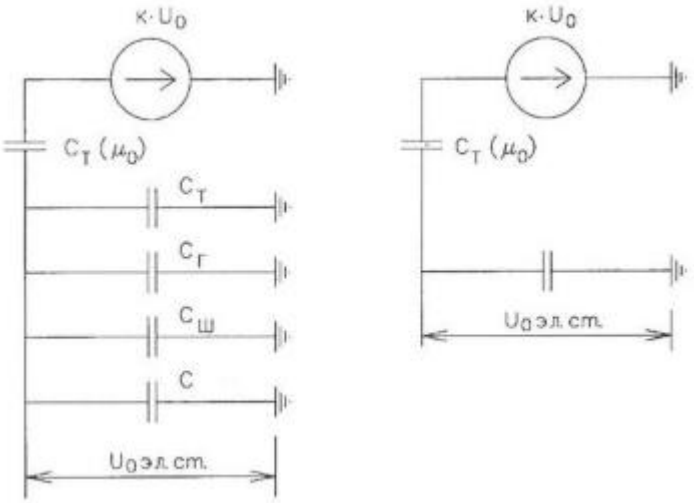

Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
$C_Т$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
$C_Ш$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
С – емкость генераторного выключателя со стороны траснформатора;
С – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.
Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_Т + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_{ВТ} =$$
$$= 0{,}0073 + 1{,}02 + 0{,}008 + 0{,}26 + 0{,}13 = 1{,}425\,\frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \qquad (5.7)$$

$$U_{0\,\text{ЭЛ.СТ}} = К \cdot U_0 \cdot \frac{C_Т(\mu_0)}{C_Т(\mu_0)+C_\Sigma}, \qquad (5.8)$$

где К – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухо заземлённой нейтралью, $К = 0{,}5$;

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

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22{,}13 \text{ кВ}. \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1{,}73 \cdot U_Л \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 10{,}6 \text{ А}. \quad (5.10)$$

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

$$U_{0\ \text{ЭЛ.СТ.}} = 0{,}5 \cdot 22130 \cdot \frac{0{,}009}{0{,}009+1{,}425} = 66{,}4 \text{ В}. \quad (5.11)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{СР} \geq \frac{К_Н}{К_В} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0\ \text{ЭЛ.СТ}}, \quad (5.12)$$

$$U_{СР} \geq \frac{1{,}5}{0{,}95} \cdot \frac{3 \cdot 66{,}4}{\frac{10{,}5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0{,}1}{3}}},$$

$$U_{СР} \geq 1{,}73,$$

где $К_Н = 1{,}5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$К_В = 0{,}95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую 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, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третей 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 $K_{\text{Т}}$:

$$\text{X} = \frac{1}{\text{К}_{\text{Т}}+2}. \tag{5.13}$$

При $K_{\text{Т}} = 1{,}1$ 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, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1{,}4 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1{,}4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \tag{5.14}$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1{,}2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1{,}2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \tag{5.15}$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0{,}09 \cdot I_{\text{Н}}$.

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 (I2)

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}:

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{Н}}}, \tag{5.16}$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \tag{5.17}$$

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

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{\text{А}}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0{,}18. \tag{5.18}$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}18}{1{,}2} = 0{,}15, \tag{5.19}$$

где $\text{К}_{\text{Н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}. \tag{5.20}$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0{,}15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

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

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 $I_2/I_н$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Харктеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) представлена на рисунке 5.3.

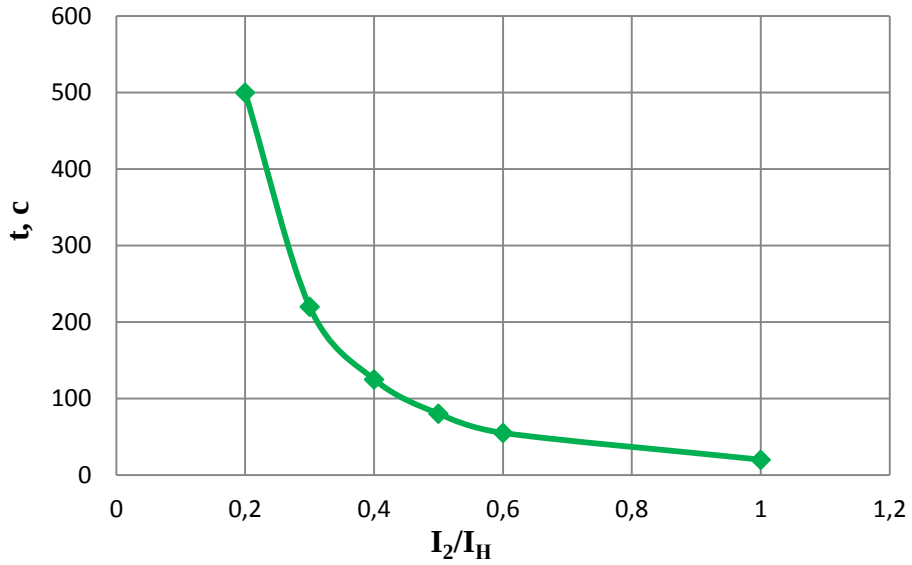

Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 20 с, t макс. = 600 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» (Iохл) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл}$ = 100с).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2ОТС}$) 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.

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

<u>По второму условию:</u>

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_2^2}{K_Ч} = \frac{1}{1{,}3\cdot(x_d''+x_Г+2\cdot x_Т)} = \frac{1}{1{,}3\cdot(0{,}2+0{,}42+2\cdot 0{,}216)} = 1{,}11\ о.е., \qquad (5.22)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_Г$ - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_Т$ - 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:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{2МИН}^2}{K_Ч} = \frac{I_{МИН}^2}{K_Ч\cdot\sqrt{3}}. \qquad (5.23)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{\frac{0{,}87\cdot\frac{8{,}2}{40}}{\sqrt{3}}\cdot\frac{110}{10{,}5}}{1{,}2} = 898{,}9\ А\ (0{,}31\cdot I_Н). \qquad (5.24)$$

<u>По третьему условию:</u> 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 функцональные органы:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{Н}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{Н}}, \tag{5.25}$$

где $K_{\text{Н}} = 1{,}05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0{,}98$ – 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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1{,}08 \cdot I_{\text{Н}}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_{\text{Н}}. \tag{5.26}$$

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

Кратсность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	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.

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

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

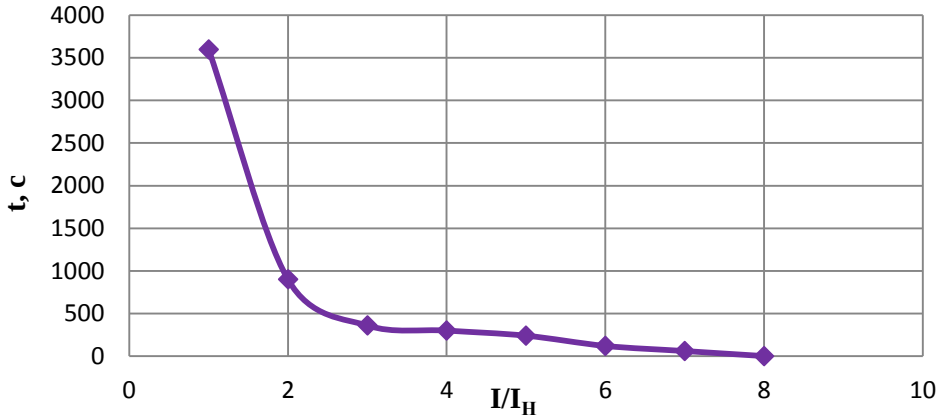

Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0{,}98} = 1{,}224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \tag{5.27}$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0{,}68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{Т}}} = \frac{0{,}68 \cdot 10500}{1{,}03 \cdot 105{,}0} = 66 \text{ В}. \tag{5.28}$$

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

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 Сангарская ГЭС – Сунтар:

$$Z_1 \leq 0{,}8 \cdot Z_{\text{Т}} + \frac{0{,}8}{K_{\text{Т}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = 0{,}8 \cdot 57{,}26 + \frac{0{,}8}{4} \cdot 32{,}3 = 24{,}1 \text{ Ом}, \qquad (5.29)$$

где $K_{\text{Т}}$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_{\text{Т}}$ – сопротивление трасформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_{\text{Т}} = \frac{0{,}105 \cdot 115^2}{63} = 22{,}04 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ о.е.}} \leq 0{,}8 \cdot 0{,}11 \cdot \frac{56}{63} + \frac{0{,}8}{4} \cdot \frac{56}{115^2} \cdot 32{,}381 = 0{,}2,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0{,}2 \cdot 1{,}96 = 0{,}39 \text{ Ом}, \qquad (5.30)$$

где $Z_{\text{б}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10{,}5^2}{56{,}25} = 1{,}96.$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = 0{,}39 \cdot \frac{\frac{3500}{5}}{\frac{10{,}5}{0{,}1}} = 2{,}62 \text{ Ом}. \qquad (5.31)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 2{,}7$ 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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10{,}5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3090} = 1{,}96 \text{ Ом},$$

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):

$$I_{\text{Ф}} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0{,}95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1115}{324{,}3} - 0{,}95}{0{,}8} = 7{,}4, \quad (5.32)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0{,}95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0{,}95 \cdot 1}{7{,}4} = 0{,}128 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

$$cos\varphi_{\text{ НАГР.Ф}} = \frac{cos\varphi_{\text{Н}}}{0{,}95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0{,}8}{0{,}95 \cdot 7{,}4} = 0{,}108, \quad (5.34)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 83{,}8^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C\ 3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}128}{1{,}1} = 0{,}116 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

$$Z_{C\ 3II} = Z_{II\ \text{о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0{,}116 \cdot \frac{10{,}5^2}{56{,}25} = 0{,}23 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C\ 3II} = \frac{Z_{\text{С.З.}II} \cdot n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0{,}23 \cdot 3500/5}{10500/100} = 1{,}53 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 1{,}6$ Ом.

Величина смещения характеристики срабатыванияпо оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{C\text{М}1} = 0{,}024$ Ом, $Z_{C\text{М}2} = 0{,}03$ 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 на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

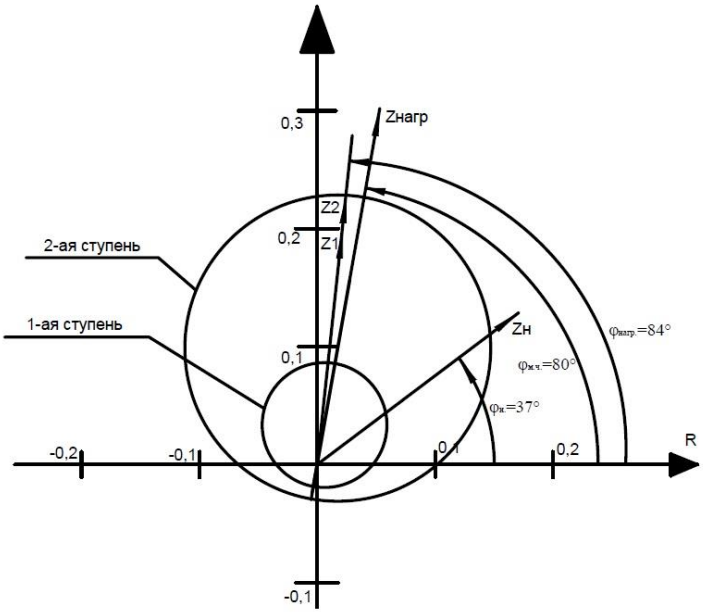

Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

$$I_{P\ \text{СИГН.}} = \frac{\text{К}_\text{Н} \cdot I_\text{НОМ.Р}}{K_\text{В}} = \frac{1{,}05 \cdot I_\text{НОМ.Р}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_\text{НОМ.Р}. \quad (5.38)$$

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

$$I_{P\ \text{ПУСК.}} = \frac{1{,}2 \cdot I_\text{НОМ.Р}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_\text{НОМ.Р}. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Перегрузочная способность обмотки ротора в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{Н}$	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.

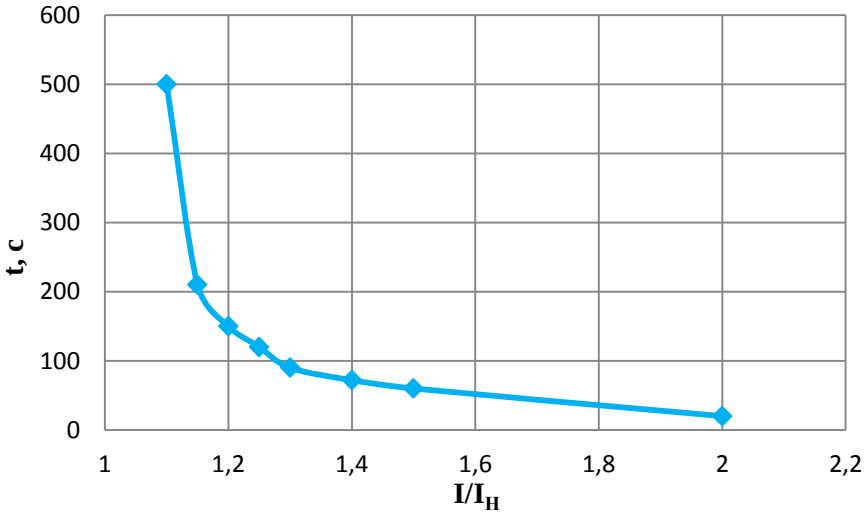

Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P\ \text{ПУСК.}} = \frac{2{,}15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.40)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор - трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства ABB.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{\text{СР.О}}$	$0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,66 А
			Коэффициент торможения, $K_{\text{Т}}$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$	$0{,}5 \cdot I_{\text{Н}}$	2,20 А
			Тормозной ток, В	$1{,}5 \cdot I_{\text{Н}}$	6,62 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, $K_{\text{Т}}$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1{,}4 \cdot U_{\text{Н}}$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1{,}2 \cdot U_{\text{Н}}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0{,}07 \cdot I_{\text{Н}}$	0,31 А
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,66 А
		ОТС I	$I_{2\text{С.З.}}$	$1{,}11 \cdot I_{\text{Н}}$	4,9 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1{,}07 \cdot I_{\text{Н}}$	4,7 А
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1{,}1 \cdot I_{\text{Н}}$	4,85 А
		ОТС	$I_{1\text{ОТС}}$	$1{,}224 \cdot I_{\text{Н}}$	5,4 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,05	0,39 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26	1,6 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_{\text{р}}$	СО	$I_{P\ \text{СИГН.}}$	$1{,}07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	4,97 А
		ПО	$I_{P\ \text{ПУСК.}}$	$1{,}1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	5,11 А
		Отсечка	$I_{P\ \text{ПУСК.}}$	$2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	10,17 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Действие / 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	$I_р$	СО								+
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:
– водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
– здание ГЭС руслового типа;
– правобережная бетонная плотина.
– левобережная бетонная плотина.

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [2]. По объёму водохранилища, присвоен: II. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$\gamma_n = 1{,}25.$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s, \tag{6.1}$$

где h_s– превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \tag{6.2}$$

где $h_{1\%}$– высота наката волн на напорной грани;
Δh_{set}– высота ветрового нагона;
а – конструктивный запас, а = 0,8 м.
Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d}, \tag{6.3}$$

где v = 23 м/с – расчетная скорость ветра 2% обеспеченности, при ∇НПУ;
K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 23 м/с;

K_W =2,1·10^{-6};
L = 2 км – длина разгона волны;
d –средняя глубина водохранилища перед плотиной.
Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{401 - 372{,}3}{2} = 14{,}35 \text{ м} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = 2{,}1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 2000}{9{,}81 \cdot 14{,}35} = 0{,}016 \text{ м}$$

Вычислим безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9{,}81 \cdot 2000}{23^2} = 41;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{23} = 9707.$$

где t – период развития волн на водохранилище, t = 6 ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0{,}5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0{,}01, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1{,}2, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0{,}08, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4. \quad (6.8)$$

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны $\bar{T}$ и среднюю высоту волны $\bar{h}$:

$$\overline{h} = \frac{0{,}01 \cdot V^2}{g} = \frac{0{,}01 \cdot 23^2}{9{,}81} = 0{,}54 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$\overline{T} = \frac{1{,}2 \cdot V}{g} = \frac{1{,}2 \cdot 23}{9{,}81} = 2{,}81 \text{ с} \quad (6.10)$$

Вычислим среднюю длину волны по формуле:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{\overline{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2{,}81^2 \cdot 9{,}81}{2 \cdot 3{,}14} = 12{,}24 \text{ м} \quad (6.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0{,}5 \cdot \overline{\lambda_d} \quad (6.12)$$

$$14{,}35 > 6{,}18$$

Условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \overline{h} \cdot K_i, \quad (6.13)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику, $K_i = 2{,}75$.

$$h_{1\%} = 1{,}48 \text{ м}$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = 1{,}48 + 0{,}8 + 0{,}016 = 2{,}3 \text{ м} \quad (6.14)$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимаю большую из двух:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1{,}6 \cdot H_{ст}, \quad (6.15)$$

где $\nabla ГВ$ – отметка гребня водослива;

$H_{ст}$ – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 401 + 2{,}3 = 403{,}3 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla ГГП = 403{,}3$ м.

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ. Данные для расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1- Данные для расчёта основного случая

Q 1% м^3/с	Q 0.1% м^3/с	Отметка дна м.	Q агрегата м^3/с	НПУ м.	ФПУ м.	УНБ м, $Q_{0.1\%}$ = 3268 м^3/с
3268	3709	372,3	168	401	402	376,9

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} \cdot (n-1) \cdot Q_{\text{га}} = 3268 - (3-1) \cdot 168 = 2931 \ \text{м}^3/\text{с}, \qquad (6.17)$$

где n –количество проектируемых ГА;

Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для I класса сооружений.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 7 \cdot 4{,}63 = 32{,}41 \ \text{м}^2/\text{с}, \qquad (6.18)$$

где $h_{НБ} = \nabla УНБ - \nabla дна = 124{,}93 - 120{,}3 = 4{,}63\ м$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max\,\text{осн}}$;

$[v_h] = 7\ м/с$ –не размывающая скорость для диорита.

Удельный расход на водосливе:

$$q_в = 1{,}25 \cdot 32{,}41 = 40{,}5 \ \text{м}^2/\text{с}. \qquad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_в} = \frac{2931}{40{,}5} = 72{,}37 \ \text{м}. \qquad (6.20)$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду [8], поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

Округляем B до 80 метров, принимаем $n = 5$ количество пролетов по 16 метров.

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = (\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}})^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2931}{0{,}49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{\frac{2}{3}} = 6{,}58 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова (рисунок 6.1.);

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

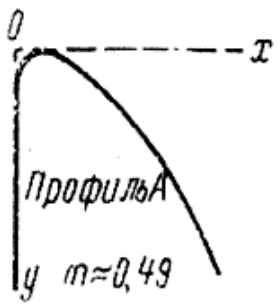

Рисунок 6.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = (\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}})^{2/3} = (\frac{2931}{0{,}49 \cdot 0{,}942 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}})^{2/3} = 6{,}84 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\sigma_{сж}$ –коэффициент бокового сжатия;

σ_n –коэффициент подтопления;

m - коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля.

Коэффициент бокового сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0{,}2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0{,}2 \cdot 0{,}7 \cdot \frac{6{,}58}{8} = 0{,}942\,, \quad (6.23)$$

где $\varepsilon_{\text{б}}$ - коэффициент, учитывающий форму быков в плане.

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot \upsilon_0^{\ 2}}{2g} = 6{,}84 - \frac{1{,}1 \cdot 1{,}11^2}{2 \cdot 9{,}81} = 6{,}77 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где υ_0 −скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$\upsilon_0 = \frac{Q_р}{(\nabla НПУ - \nabla дна) \cdot (B + (n-1)\delta_Б)} =$$
$$= \frac{2931}{(401-372{,}3) \cdot (80 + (5-1) \cdot 3)} = 0{,}28 \text{ м/с}, \quad (6.25)$$

где α − коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем равным 1,1;
$\delta_Б$ − толщина быка, равная 3 м.
Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [32]:

$H_{ст} = 7$ м,

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 401{,}0 - 7 = 394{,}0 \text{ м}, \quad (6.26)$$

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{max\ повер} - Q_{ГЭС} = 3709 - 3 \cdot 168 = 3204 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.27)$$

где $Q_{max\ повер}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}}\right)^{2/3} = \left(\frac{3204}{0{,}49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 6{,}93 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р\ пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_п \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}}\right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3204}{0{,}49 \cdot 0{,}94 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{\frac{2}{3}} = 7{,}28 \text{ м}. \quad (6.29)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0{,}2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\ пов}}{b} = 1 - 0{,}2 \cdot 0{,}7 \cdot \frac{6{,}93}{16} = 0{,}94\ . \quad (6.30)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\nabla\text{ДНА})\cdot(B+(n-1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{3204}{(402-372{,}3)\cdot(80+(5-1)\cdot 3)} = 1{,}17\ \text{м/с}, \qquad (6.31)$$

где ∇ФПУ –отметка форсированного подпорного уровня, предварительно о принимаем равной 402 м.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\ \text{пов}} - \frac{\alpha\cdot\upsilon_{0\ \text{пов}}{}^2}{2g} = 7.28 - \frac{1{,}1\cdot 1{,}17^2}{2\cdot 9{,}81} = 7.2\ \text{м}. \qquad (6.32)$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляю до $H_{\text{ст}} = 8$ м.

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + \text{H}_{\text{пов}} = 394 + 7{,}2 = 401{,}2\ \text{м} < 402\ \text{м}. \qquad (6.33)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле (6.16):

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1{,}6\cdot H_{\text{ст}} = 394 + 1{,}6\cdot 7 = 405{,}2\ \text{м}. \qquad (6.34)$$

Выбираем наибольшее значение

∇ГБ $= 405{,}2$ м.

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении (рисунок 6.2).

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения сопряженной глубины и бытовой глубины устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1. $\text{h}''_{\text{c}} > \text{h}_{\text{НБ}}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2. $\text{h}''_{\text{c}} = \text{h}_{\text{НБ}}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3. $\text{h}''_{\text{c}} < \text{h}_{\text{НБ}}$ – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

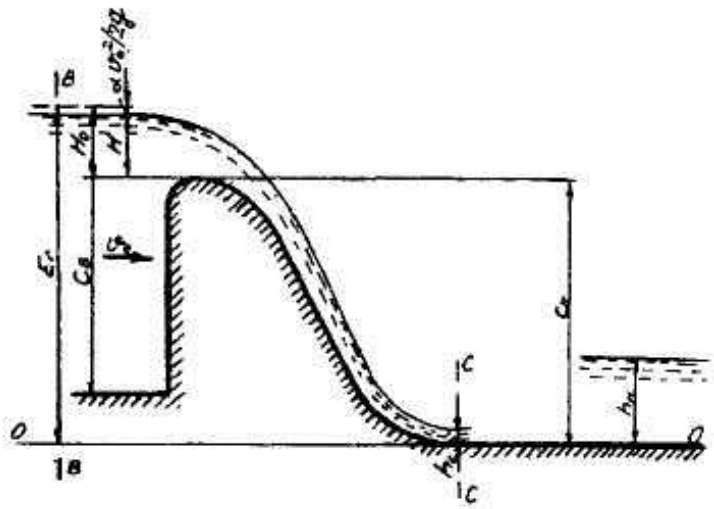

Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_р^2}{(B+(n-1)\delta_Б)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1{,}1\cdot 2931^2}{(80+(5-1)\cdot 3)^2\cdot 9{,}81}} = 4{,}84 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla дна = 401{,}0 - 372{,}3 = 28{,}7 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{28{,}7}{4{,}84} = 5{,}92. \quad (6.37)$$

По графику [33] в зависимости от коэффициента скорости определяем ξ_c и ξ''_c:

$$\xi_c = 0{,}3.$$

$$\xi''_c = 2{,}4.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0{,}3 \cdot 4{,}84 = 1{,}45 \text{ м.} \quad (6.38)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2{,}4 \cdot 4{,}84 = 11{,}63 \text{ м.} \quad (6.39)$$

6.4 Расчет параметров водобоя и принятых гасителей

6.4.1 Гидравлический расчет водобойного колодца комбинированного типа.

Глубина нижнего бьефа меньше второй сопряжённой глубины следовательно, имеем отогнанный прыжок. Для гашения энергии воды принимаем водобойный колодец комбинированного типа.

Выполним расчет, приняв глубину колодца $d_к = 4$ м.

Определяем полную удельную энергию:

$$Т_0 = \nabla НПУ - \nabla дна + d_к = 401 - 372.3 + 4 = 32.7 \text{ м.} \quad (6.40)$$

$$\xi_{Т_0} = \frac{Т_0}{h_{кр}} = \frac{32.7}{4,84} = 6.74. \quad (6.41)$$

По графику [33] в зависимости от коэффициента определяем:

$\xi_с = 0,28.$

$\xi_с'' = 2,5.$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_с h_{кр} = 0,29 \cdot 4,84 = 1.35 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$h_с'' = \xi_с'' h_{кр} = 2,5 \cdot 4,84 = 12.1 \text{м.} \quad (6.43)$$

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m_{cm} \cdot \sqrt{2 \cdot g}}\right)^{\frac{2}{3}} - \frac{a_к \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c^{``})^2} = \left(\frac{26,415}{0,42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}}\right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 26,415^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,07 \cdot 10,99)^2} = 6,7 \text{ м,} \quad (6.44)$$

где $\sigma = 1,07$ - коэффициент запаса;

q - удельный расход на водосливе, при расчетном расходе.

Определим расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{(В + (n-1)\delta_Б)} = \frac{2931}{(80 + (5-1) \cdot 3)} = 31,86 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.45)$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст} - d_k = 1,1 \cdot 12,1 - 5,9 - 4 = 3.43 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Водобойный колодец комбинированного типа включает в себя колодец глубиной 4 м и водобойную стенку высотой 3.5 м.

6.4.2 Водобой

Толщина водобойной плиты рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\text{В}} = 0{,}15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c^{`}} = 0{,}15 \cdot 23{,}48 \cdot \sqrt{1{,}54} = 3{,}85 \text{ м}, \qquad (6.47)$$

где v_c– скорость в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_{\text{р}}}{(B+(n-1)\cdot\delta_{\text{б}})\cdot h_c'} = \frac{2931}{(80+(5-1)\cdot 3)\cdot 1{,}35} = 23{,}48\frac{\text{м}}{\text{с}}. \qquad (6.48)$$

В целях экономии бетона принимаем толщину водобойной плиты $\delta_{\text{в}} = 2{,}5$ м , с анкерным креплением.

Длина водобойной плиты :

$$L_{\text{вод}} = 2{,}5 \cdot (1{,}9 \cdot h_c'' - h_c') = 2{,}5 \cdot (1{,}9 \cdot 12{,}1 - 1{,}35) = 54{,}16 \text{ м} \qquad (6.49)$$

Принимаем длину водобоя $L_{\text{вод}} = 57$ м.

6.5 Конструирование бетонной плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. 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 понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.3.

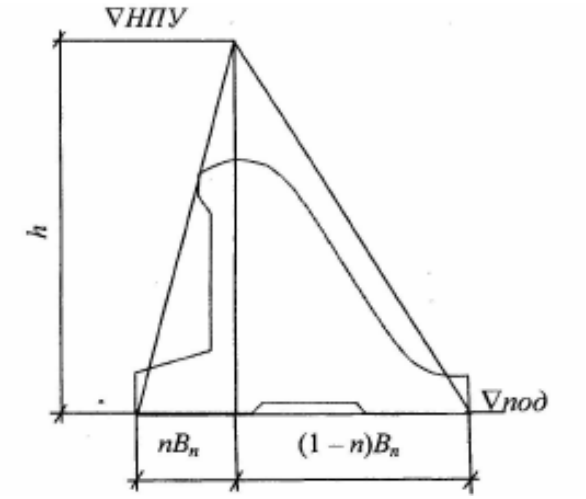

Рисунок 6.3 - Схема треугольного профиля плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем выражение ширины подошвы плотины B_n^I:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_б}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} = \frac{35,2}{\sqrt{\frac{2400}{1000}(1-n)+n(2-n)-0,5}}, \quad (6.50)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления путём установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

h – высота воды, действующей на плотину, с учетом зуба по формуле:

$$h = \nabla НПУ - \nabla под = 401 - 365,8 = 35,2 \text{ м} \quad (6.51)$$

Определяем отметку подошвы плотины:

$$\nabla под = \nabla дна - \delta_в - d_к = 372,3 - 2,5 - 4 = 365,8 \quad (6.52)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем выражение ширины подошвы плотины B_n^{II}:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{tg\varphi\left(\frac{\rho_б}{\rho_w}+n-\alpha_1\right)} = \frac{1,25\cdot 35,2}{0.8\left(\frac{2400}{1000}+n-0.5\right)}, \quad (6.53)$$

где φ – где угол внутреннего трения грунта основания, $\varphi = 39°$;

γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, $\gamma_n = 1,25$.

Задаваясь значениями n определим значения B_n^{II}, B_n^I.

Точкой пересечения кривых по условию сдвига и по растягивающим напряжениям являются координаты, n = 0,19 и B = 26,3 м. Принимаем ширину по основанию B = 26,3 м.

6.6 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние между швами водосливной плотины определяется по формуле:

$$S = \delta_б + b = 3 + 16 = 19 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $\delta_б$ – толщина быка;

b – ширина пролета.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, но по опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

6.7 Быки

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

Согласно рекомендациям для затворов шириной 16 м, толщина быка принимается в диапазоне (0,12÷0,16) ширины затвора либо больше. Для расчётной ширины водослива толщина быка составляет (1,92-2,56) ширины пролета.

С учетом конструктивного запаса, принимаем толщину быка равной 3 м.

Ширина и длина паза ремонтного затвора 0.5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,8 м. Длина паза рабочего затвора принимаем равной 1,5 м.

Толщина быка между пазами 2 м.

6.8 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.

В нашем случае устраиваем два раздельных устоя, один из которых отделяется водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой отделяет водосливную от глухой части бетонной плотины.

6.9 Элементы подземного контура плотины

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

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0{,}5 \cdot H = 0{,}5 \cdot 28{,}7 = 14{,}35 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $H -$ напор на ГЭС при НПУ, по формуле :

$$H = \nabla НПУ - \nabla под = 149 - 120{,}3 = 28{,}7 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Глубина дренажа определяется по формуле:

$$h_{др} = 0{,}5 \cdot h_{зав} = 0{,}5 \cdot 14{,}35 = 7{,}12 \text{ м}. \quad (6.57)$$

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

Толщина цементационной завесы рассчитываем по формуле:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{кр}} = \frac{11.48 \cdot 1{,}25}{15} = 0{,}95 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где $\Delta H -$ потери напора, $\Delta H = 11.48$ м;

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

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем $l_2 = 5$ м.

6.10 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.10.1 Рисберма

Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными или прямоугольными, размером от 2 до 20 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,4 м.

Длина рисбермы принимается равной длине водобоя принимаем 3 плиты длиной 19 метров.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_р}{B_р} = \frac{2931}{92} = 31.86 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.59)$$

где B_p - ширина рисбермы, принимается равной ширине водослива.

Критическая глубина на рисберме:

$$h_{кр.р} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_{рис}^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1.1 \cdot 31.86^2}{9.81}} = 4.84 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Глубина на рисберме рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{р}} = 2 \cdot h_v \cdot \left(\frac{h_{\text{кр.р}}}{x}\right)^{1,34} = 2 \cdot 30,91 \cdot \left(\frac{4,84}{57}\right)^{1,34} = 2,27 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты.

Скорость воды в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\text{п}} \cdot h_{c1}} = \frac{2931}{80 \cdot 1,2} = 23,48 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.62)$$

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 23,48^2}{9,81 \cdot 2} = 30,91 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Толщина плиты рисбермы определяется по формуле:

$$t_{\text{р}} = \frac{\rho_w \cdot h_{\text{р}} \cdot K_c}{(\rho_{\text{б}} - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 2,27 \cdot 1.25}{(2400 - 1000)} = 2,03 \text{ м} \quad (6.64)$$

где K_c - коэффициент запаса, не менее 1,25.

Так же рассчитывается толщина остальных плит. Принимаются толщины плит рисберм 1-3 соответственно: 1 – 2 м, 2 – 1,4 м, 3 – 1,0 м.

6.11 Определение основных нагрузок на плотину

6.11.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$S_{\text{пл}} = 210 \text{ м}^2$;

$S_{\text{б}} = 380 \text{ м}^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\text{G}_{\text{пл}} = \frac{\text{S}_{\text{пл}} \cdot \text{b} \cdot \text{g} \cdot \rho_{\text{б}}}{\text{b} + \delta_{\text{б}}} = \frac{210 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3} = 4163 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь сечения водосливной плотины без зуба;

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ – ширина быка.

Вес быка и точку его приложения определю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot g \cdot \rho_б}{b+\delta_б} = \frac{380 \cdot 3 \cdot 9{,}81 \cdot 2{,}4}{16+3} = 1412 \text{ к кН/м}, \quad (6.66)$$

где $S_б$ – площадь сечения быка без зуба.

Вес плоского затвора:

$$Q_з = 0{,}055 \cdot f\sqrt{f} \cdot g = 0{,}055 \cdot 136\sqrt{136} \cdot 9{,}81 = 855{,}7 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где f - площадь затвора находится по формуле:

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0{,}5) \cdot b = (150 - 142 + 0{,}5) \cdot 16 = 136 \text{ м}^2. \quad (6.68)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_з^{расч} = \frac{Q_з}{b+\delta_б} = \frac{855{,}7}{16+3} = 45 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.69)$$

6.11.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_в = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_в}{2} = \frac{9{,}81 \cdot 28.7^2 \cdot 1}{2} = 4040 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.70)$$

где $h_1 = \nabla НПУ - \nabla ПОД = 401 + 372{,}3 = 28{,}7$ м.

- с нижнего бьефа:

$$T_н = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_в}{2} = \frac{9{,}81 \cdot 0{,}7^2 \cdot 1}{2} = 2{,}4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.71)$$

где $h_2 = \nabla УНБ_{min} - \nabla ПОД = 373 + 372{,}3 = 0{,}7$ м.

6.11.3 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{волн} = 0{,}5 \cdot \rho_в \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) =$$
$$= 0{,}5 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot 1.48 \cdot \left(\frac{12.36}{3{,}14} + \frac{0{,}55}{2}\right) = 30{,}67 \text{ кН}. \quad (6.72)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 1{,}48^2}{12.36} = 0{,}55 \text{ м.} \quad (6.73)$$

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

$$\text{у}_\text{с} = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12.36}{2 \cdot 3{,}14} - \frac{3}{8} \cdot 1{,}48 = 1.41 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Плечо волнового воздействия находится по формуле:

$$L = \text{НПУ} - \text{ДНО} - \text{у}_\text{с} = 149 - 120{,}3 - 1{,}41 = 27{,}3 \text{ м.} \quad (6.75)$$

6.11.4 Фильтрационные и взвешенное давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{min} = 149 - 121 = 28 \text{ м} \quad (6.76)$$

$$H_{as} = 0{,}4 \cdot H_d = 0{,}4 \cdot 28 = 11.2 \text{ м} \quad (6.77)$$

$$H_{dr} = 0{,}2 \cdot H_d = 0{,}2 \cdot 28 = 5.6 \text{ м} \quad (6.78)$$

Сила взвешивающего давления определим по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9{,}81 \cdot 60 = 588 \text{ кН,} \quad (6.79)$$

где $S_{\text{эп}}$- площади эпюры взвешивающего давления , определена с помощью AutoCAD, $S_{\text{эп}}$=60 м^2.

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:

$$W_\text{ф} = \rho_w \cdot g \cdot S_\text{ф} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 160 = 1569 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

6.11.5 Расчёт прочности плотины

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 «+».

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Действующие нагрузки

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	4040	9,56	38624
Тн	1	←	2,4	-0,23	-0,56
Gб	0,95	↓	1342	-8,1	-10870
Gпл	0,95	↓	3955	-6,5	-25710
Wвзв	1	↑	588	-5,9	-3469
Wф	1	↑	1569	5,5	8632,8
Qз	1	↓	45	-10	-450
Wволн	1	→	30,6	27,3	837
ΣN	↓↑		3185		
ΣM			5474		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на погонный метр длины) выполняется по формулам:

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma^u{}_y = -\frac{N}{B} + \frac{6\cdot\sum M}{B^2} = -\frac{3185}{26{,}3} + \frac{6\cdot 5474}{26{,}3^2} = -73{,}6 \text{ КПа}, \quad (6.81)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) =$$
$$= -73{,}6 \cdot 0 - 10 \cdot 28 \cdot (1 - 0) = -280 \text{ КПа}, \quad (6.82)$$

где $\gamma_w = 10$ *кН/м*^{3} – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}min = 401 - 373 = 28$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \operatorname{ctan}\alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{ctan}\alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^{u} = \left(\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u\right) \cdot m_u = 0. \quad (6.83)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 =$$
$$= -73{,}6 * (1 + 0) + 10 * 28 * 0 = -74.72 \text{ КПа}. \quad (6.84)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 28 = -280 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.85)$$

–для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{3185}{26{,}3} - \frac{6 \cdot 5474}{26{,}3^2} = -168{,}5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.86)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) =$$
$$= -168{,}5 \cdot 0{,}965^2 - 10 * 4{,}5 \cdot (1 - 0{,}965^2) = -160{,}0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.87)$$

где $m_t = \operatorname{ctan} \alpha_2$, где $\alpha_2 = 44^{\underline{o}}$ – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{подошвы} = 373 - 368{,}5 = 4{,}5$ м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_w \cdot H^t{}_d + \sigma^t{}_y\right) \cdot m_t =$$
$$= -(10 \cdot 4{,}5 - 168{,}5) \cdot 0{,}965 = 119{,}2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.88)$$

Главные напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H^t{}_d \cdot m_t^2 =$$
$$= -168{,}5 \cdot (1 + 0{,}965^2) + 10 * 4{,}5 \cdot 0{,}965^2 = -289{,}36 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4{,}5 = -45 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.90)$$

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице:

Таблица 6.4 – Краевые напряжения действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
$\sigma^u{}_y$	-73,60	σ_y^t	-168,5
σ_x^u	-280	σ_x^t	-160,00
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	119,20
σ_1^u	-73,60	σ_3^t	-289,36
σ_3^u	-280	σ_1^t	-45

6.12 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \tag{6.91}$$

где $\gamma_n = 1{,}25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b \geq \frac{1{,}25 \cdot 1 \cdot 289{,}2}{1} = 361{,}7\ \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \tag{6.92}$$

В расчетной зоне предварительно подбираем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2100 \text{кН/м}^2$,
$2100\ \text{кН/м}^2 \geq 361{,}7\ \text{кН/м}^2$.

На напорной грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$-73{,}6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0$$

В зоне верховой грани плотины:

$$\left|\sigma_y^u\right| \geq 0{,}25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \tag{6.93}$$

$$73{,}6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 70\ \text{кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.13 Расчёт устойчивости плотины

Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

В расчете устойчивости плотины учитывается вес зуба, гидростатическое давление воды на зуб и горизонтальная составляющая гидростатического давления воды с НБ:

$$W_{\text{зуб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9{,}8 \cdot 37 \text{ кН}, \quad (6.94)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь сечения эпюры зуба, $S_{\text{эп}} = 37 \text{ м}^2$.

$$T_{\text{н}} = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9{,}81 \cdot 7{,}2^2 \cdot 1}{2} = 254 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.95)$$

Все данные, необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Сводная таблица расчетов

Нагрузка	Сила, кН	Площадь, м^2
Wзуба	363	37
Gб	1430	235
Gпл	4238	415

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

$$R = \left(G_{пл} + G_Б - W_{взв} - W_ф + Q_з\right) \cdot \tan\varphi + c \cdot \omega =$$
$$= (4426 + 1465 - 588 - 1569 + 45) \cdot 0{,}8 + 100 \cdot 26{,}3 = 5678 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.97)$$

где $tan\varphi = 0{,}8$– внутреннее трение для скалы в основании (диорит);

$c = 100$ кН/м^2– сцепление для диорита;

$\omega = B_n \cdot 1 = 26{,}3$ м^2 – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на погонный метр.

$$F = T_в - T_н + W_{вол} + W_{\text{зуб}} =$$
$$= 4040 - 254 + 30 + 363 = 4179 \text{ кН/м}. \quad (6.98)$$

Таким образом условие на сдвиг по формуле (6.96):

$$\frac{5678 \cdot 0{,}95}{4179 \cdot 1} \geq 1{,}25,$$

$$1{,}37 \geq 1{,}29 \geq 1{,}25\ .$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном и особом сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Журавлевской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) 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 закона «О безопасности гидротехнических сооружений» 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 лежит на собственнике 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 обосновывается безопасность 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 Журавлевской 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 Журавлевской гидроэлектростанции 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 Журавлевской гидроэлектростанции;

—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» [38];

— распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [39];

— Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н [40];

— РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [41];

— Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [];

— И другими нормативными документами 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 Журавлевской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Журавлевской 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 о обеспечения правил охраны труда на Журавлевской ГЭС должно выполняться следующее:

— 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;

— должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

— 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 Журавлевской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

— на Журавлевской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

— 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, спецобувью 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;

— в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

— 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;

— капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

— 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.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

– организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

– обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

– установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

– вводный инструктаж по пожарной безопасности;

– регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

– специальная подготовка;

– проведение противопожарных тренировок;

– повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

– изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

– гидрогенераторы;

– силовые трансформаторы;

– кабельные сооружения;

– станционное маслохозяйство;

– подпультовые, 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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

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 вентилей.

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 сгораемые материалы.

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 направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

– Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [42];

– Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [43];

– Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [44];

– Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [45];

– Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [46];

– 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) [47];

– 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) [48];

– Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [49];

– Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [50];

– 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) [51];

– 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) [52].

– Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [53];

– Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [54];

– Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [55];

– Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Журавлевской ГЭС относятся:

– создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

– подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка 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.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

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 отбросов;

– 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;

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 [54] 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, противоэрозионных 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 турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного 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 обеспеченно 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 Журавлевского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Кизир является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется..

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;

2) лесоочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.

3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Кизир невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. 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, имеющихся на территории строительства Журавлевской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, памятникам культуры и в целом экосистеме зоны влияния Журавлевского гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла

В таблице 7.1 отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Журавлевской гидроэлектростанции, а также перечислены основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.

Таблица 7.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
1	2	3
Изъятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	− формирование новой береговой линии; − подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов; − изъятие минеральных ресурсов; − изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов; − наведенная сейсмичность; − переработка берегов; − переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны.	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве Журавлевской гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 4,40 км^3.	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таежной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов и забивки водосливных отверстий гидроузла); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации; на предполагаемых рыбохозяйственных участках); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунальнобытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду

Окончание таблицы 7.1

1	2	3
Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации	Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла	Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла	Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду
Освоение береговой зоны водохранилища	-	Организация: – станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод; – водоохранных зон с комплексом технологических, лесомелиоративных, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов; – установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции; – установок и сооружений для сбора, транспортировки, переработки и ликвидации жидких производственных отходов, сточных вод и кубовых остатков; – полигонов и установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки; – основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод (включая ливневые) и соответствующих сооружений на них. – отлов и переселение диких животных; – организация прибрежных водоохранных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.

8 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов продаж

Электроэнергия сегодня, по сути, - товар, который производитель продает поставщикам, а те в свою очередь поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем. Естественно, электроэнергия как продукт обладает своими особенностями, в частности:

– Сколько энергии потреблено, столько и выработано. Это значит, время производства и потребления энергии совпадают;

– Энергию невозможно запасать в масштабах достаточных для нормального функционирования крупных энергосистем;

– Невозможно определить - кто именно произвел энергию, которая поступила через сеть к конечному потребителю.

Электроэнергия это стандартизированный продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети. Поэтому кто произвел электроэнергию определить просто невозможно.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Журавлевской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2021 г.	2022 г.	2023 г.
Установленная мощность	МВт	122	122	122
Число часов использования установленной мощности	Часы	5600,00	5600,00	5600,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	628 320,00	685 440,00	685 440,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	9 424,80	10 281,60	10 281,60
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	618 895,20	675 158,40	675 158,40
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт*ч	1 025,00	1 058,00	1 091,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	52,86	59,53	61,38
НДС к выручке	Млн.руб.	8,06	9,08	9,36

Динамика выручки от реализации продукции представлена на рисунке 8.1.

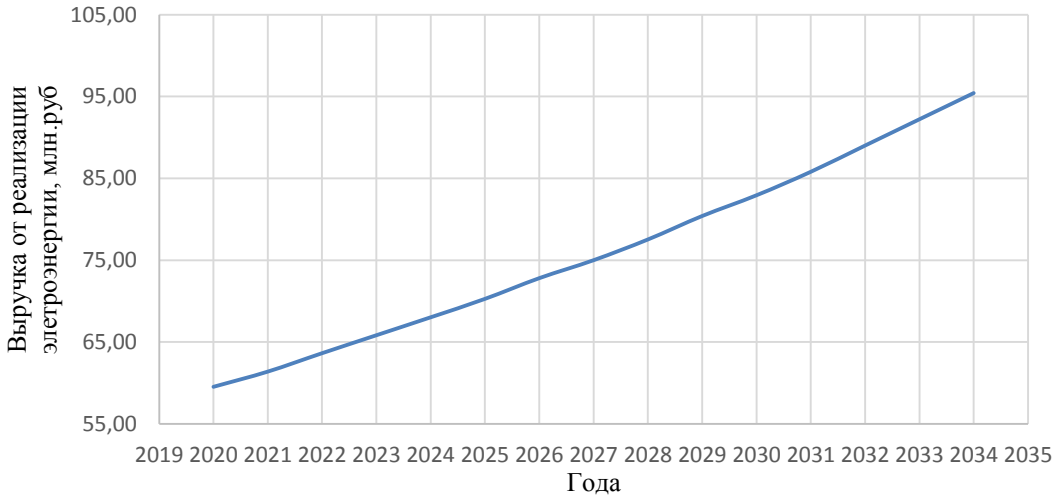

Рисунок 8.1 – Динамика выручки от реализации продукции, млн. руб.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) 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.

Расходы по страхованию имущества принимаются с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости - 0,21%.

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 (тыс.руб/МВт)	Величина,млн.руб.
ФОТ	243,8	6,09
Прочие	264,0	1,48
Итого по ГЭС		16,54

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1-5	0,06
От 6-15	0,09
От 16-20	0,14
От 20	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	107810 руб. за 1 МВт	13,2
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб. за 1 МВт.ч	1,18
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,31 руб. за 1 МВт.ч	0,33
Итого		14,7

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Кизир составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2020-2023 год приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации,

млн.руб.

Наименование	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления	64,01	64,01	64,01	64,01
Расходы на страхование	43,07	41,46	39,84	38,23
Эксплуатационные затраты	16,55	37,47	40,88	40,88
Расходы на ремонт производственных фондов	12,31	17,77	17,08	16,38
Расходы на услуги регулирующих компаний	5,95	13,49	14,71	14,71
Налог на воду	1,79	4,56	5,13	5,13
Итого	143,68	178,76	181,66	179,35

Детализация текущих затрат за весь период представлена в приложении В.

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.2.

Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это совокупность сумм, недополученных центральным и местными бюджетами в результате установления налоговых льгот и преференций.

Учтены следующие налоговые расходы:

– Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;
– НДС – 18% от добавленной стоимости;
– Взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда;
– Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
– Налог на воду за 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб. за 1 МВт*ч произведенной и отпущенной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

млн.руб.

Налоги	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль	175,35	181,89	189,97	197,63
НДС	61,26	184,18	191,21	197,85
Взносы в социальные фонды	2,79	2,79	2,79	2,79
Налог на имущество	34,83	33,47	32,11	30,76

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Журавлевской ГЭС по производству электроэнергии является

«Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль. Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	млн. руб.	376,66	882,53	994,52	1025,84
Текущие расходы	млн. руб.	143,68	178,76	181,66	179,35
EBITDA (Валовая прибыль)	млн. руб.	232,98	703,78	812,86	846,49
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	46,60	140,76	162,57	169,30
NOPAT(Чистая прибыль)	млн. руб.	186,38	563,02	650,29	677,19
Справочно: Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.3.

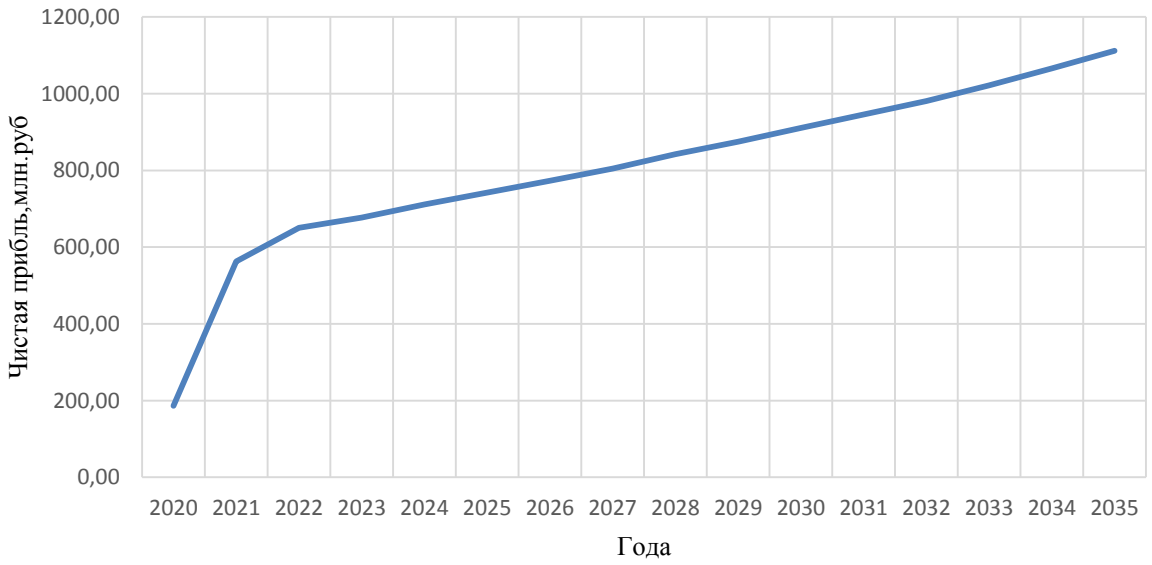

Рисунок 8.3 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Вывод: по мере того, как завершилось строительство Журавлевской ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились.

8.5 Методология и 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 с:

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

– Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

– Период прогнозирования для Журавлевской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

– Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2016 года.

– Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Журавлевской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	13,5
Период окупаемости - PB, мес	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1894,8
Индекс прибыльности - PI	2,12
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	26,11
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,24
Удельные капиталовложения, руб/кВт	17704

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2018	2019	2020	2021
Налоговые поступления, млн. руб.	8,12	38,38	52,34	191,17
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	2540,88	2540,88	13965,79	154968,97
В региональный бюджет, тыс. руб.	5562,52	35825,85	38362,13	36181,14

8.8 Анализ чувствительности

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI (рисунок 8.4).

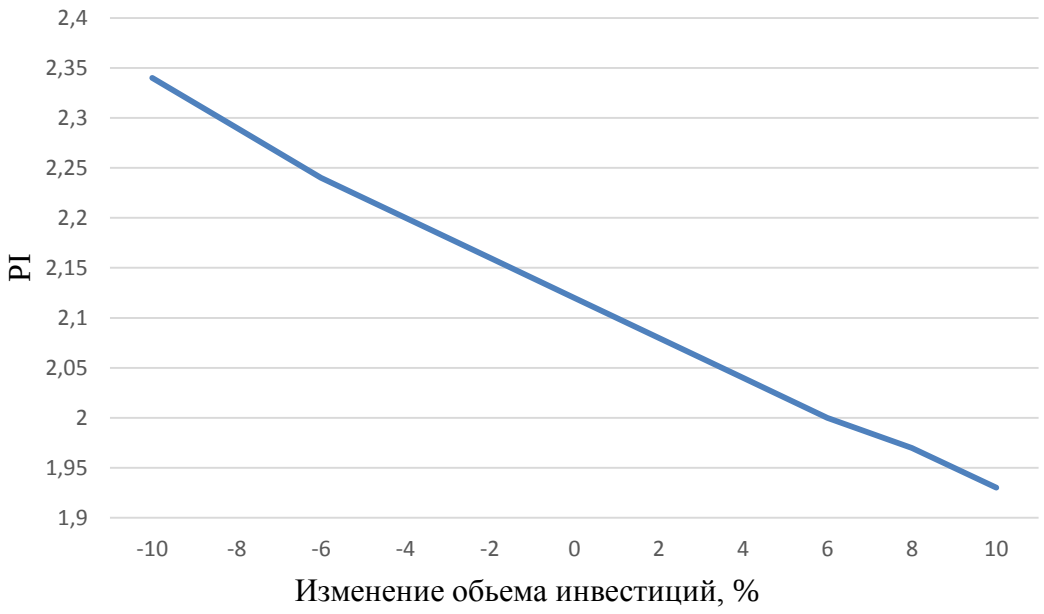

Рисунок 8.4 – Зависимость PI от объема инвестиций

По графику на рисунке 8.5 видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

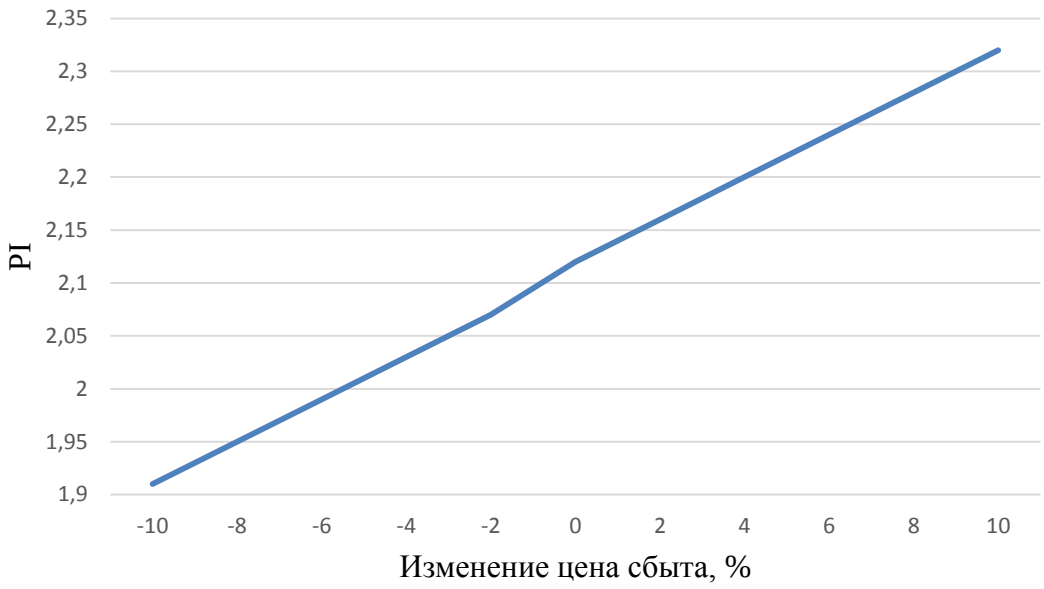

Рисунок 8.5 – Зависимость PI от цены сбыта

По графику представленному на рисунке 8.6 видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

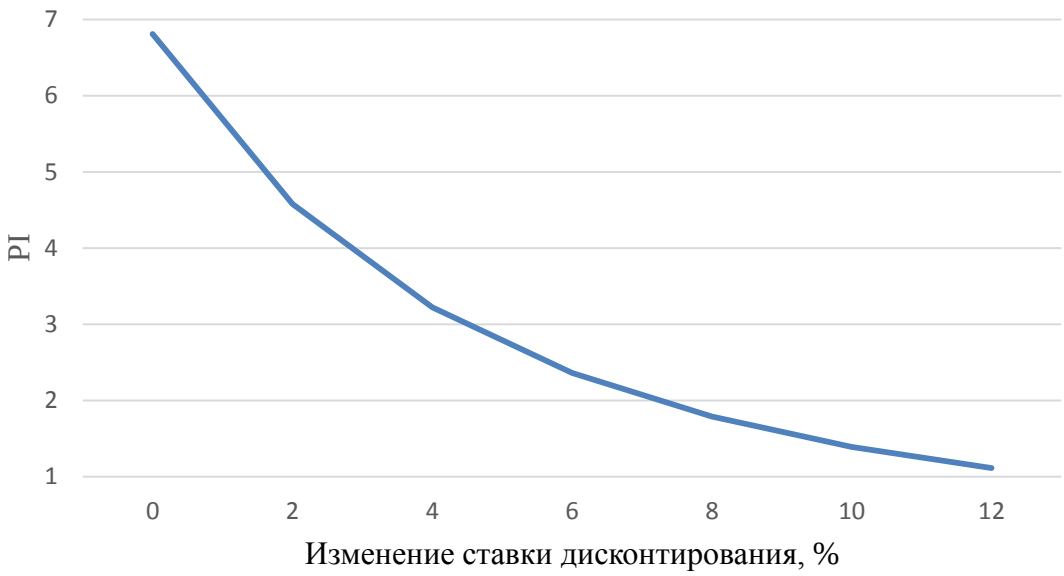

Рисунок 8.6 – Зависимость PI от ставки дисконтирования

По данному графику можно определить, что с увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

9 Разработка предложений по режимам наполнения водохранилища ГЭС при различных стратегиях и прогнозах приточности реки.

Одной из основных проблем при управлении водно-энергетическим режимом ГЭС является малая достоверность прогноза речного стока на длительный период. Ошибки при управлении стоком в течение года могут привести к серьезным последствиям.

Однако ошибки в регулировании и тяжесть последствий от них могут быть устранены или максимально снижены. Это достигается тем, что управление водно-энергетическими режимами ГЭС ведется особым способом, который называется диспетчерским регулированием.

Диспетчерское регулирование – это совокупность правил и рекомендаций, дающих возможность устранить или смягчить недостатки в работе ГЭС, получающиеся вследствие отсутствия или неточности прогнозирования стока.

Под диспетчерскими графиками понимаются режимные рекомендации, представленные как в графической, так и в табличной или аналитической форме. Диспетчерский график, по сути, представляет собой систему оптимальных управляющих функций и дает набор оптимальных решений по режиму работы водохранилища для условий любой водности и на любой момент времени в пределах цикла регулирования водохранилища, независимо от наличия или отсутствия долгосрочных прогнозов водности.

Диспетчерский график строится на основе ВЭР. В зависимости от ситуации могут быть взяты только маловодные годы для построения, или же годы с различной величиной обеспеченности.

Весь объем рассматриваемого водохранилища на диспетчерском графике делится на зоны, характеризующиеся определенными показателями режима использования водохранилища (прежде всего – его отдачи). Эти зоны, в общем случае, не постоянны внутри водохозяйственного года, принимаемого обычно за цикл регулирования водохранилища, а изменяют свое взаимное расположение по характерным фазам года – в пределах летней, осенней и зимней межени, весеннего половодья. Кроме того, эти зоны даже в определенные фиксированные моменты времени могут изменяться в зависимости от прогнозируемых или предшествующих расходов притока воды в водохранилища (стока реки в определенных створах), а также некоторых значений стокообразующих факторов.

Основное значение в диспетчерском графике имеют характерные линии – границы зон. На этих линиях происходит изменение стратегии управления водохранилищем. Задание координат этих линий означает и задание порядка регулирования режима работы водохранилища, включая распределение водных ресурсов между участниками ВХК.

Положение указанных характерных линий диспетчерского графика зависит от назначения гидроузла, регулирующих возможностей его

водохранилища, характеристик речного стока, принятой стратегии ведения режимов работы водохранилища и других факторов.

В качестве координат диспетчерского графика для рассматриваемого водохранилища должны приниматься время года (ось абсцисс) и уровень воды в водохранилище (ось ординат).

В качестве характеристик зон диспетчерского графика, определяющих режим работы водохранилища, задаются расходы воды, подаваемые водопотребителям (участникам ВХК) и расходы сбросов воды в нижние бьефы регулирующих гидроузлов.

В соответствии с общепринятой в Российской Федерации и ряде других стран схемой разделения объема воды водохранилища, на диспетчерском графике могут быть выделены следующие основные зоны (в порядке роста отметок уровня воды в водохранилище):

– неиспользуемый объем водохранилища – так называемый мертвый объем, ограниченный сверху уровнем мертвого объема (УМО);

– зона перебоев или сниженной, относительно гарантированной, отдачи водохранилища. Внутри этой зоны могут выделяться подзоны, характеризуемые линиями перехода на разные величины сниженной отдачи. Верхнюю границу этой зоны называют противоперебойной линией;

– зона гарантированного режима является наиболее ответственной зоной, где назначается гарантированная отдача воды (и, например, мощности – в случае наличия ГЭС). При гарантированных отдачах обеспечивается нормальное (но минимальное) водообеспечение. Внутри этой зоны также возможна разбивка на подзоны в случае наличия нескольких участников ВХК, для которых они и определяются;

– зона повышенных отдач сверх гарантированных (избыточных отдач). В этой зоне выделяют подзоны с различными значениями повышенной отдачи. В частности, при наличии ГЭС, выделяют подзону загрузки ГЭС на полную мощность. Линию перехода на полную мощность (нижнюю границу подзоны загрузки ГЭС на полную мощность) называют противосбросной линией. Верхней границей зоны повышенных отдач, как правило, является отметка нормального подпорного уровня (НПУ);

– зона максимальных сбросов. В этой зоне по условиям безопасности сооружений гидроузла открываются все водосбросные отверстия. В верхней части этой зоны может выделяться подзона, в которой включается и сброс воды через сооружения непосредственно для этого не предназначенные (например – судоходные шлюзы, при их наличии в составе гидроузла). Могут также выделяться подзоны с постепенным наращиванием открытий затворов водосбросов. Верхней границей этой зоны является отметка форсированного подпорного уровня (ФПУ), который не должен превышаться в условиях любой водности, вплоть до расчетной поверочной.

Основным критерием правильности построения диспетчерского графика является длина ряда гидрологических наблюдений.

9.1 Гидрологические особенности

Исходных данных для проведения более детального расчета недостаточно. Только длительный ряд наблюдений может служить надежной базой для анализа работы ГЭС при различной приточности реки.

Имеющийся ряд наблюдений по реке Кизир составляет 11 лет (2005-2015) он относится к категории коротких (10–15 лет) и требует удлинения.

Данные наблюдений по реке Кизир приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1 - Данные наблюдений по р. Кизир

Год	Qср.год $м^3/с$
2005	478
2006	648
2007	634
2008	478
2009	634
2010	532
2011	444
2012	408
2013	604
2014	488
2015	474

Удлинение ряда гидрометрических наблюдений производят путем приведения его к многолетнему периоду с привлечением данных наблюдений рек–аналогов.

В соответствие с [1] при выборе рек-аналогов необходимо учитывать следующие условия:

- однотипность стока реки-аналога и исследуемой реки;
- географическую близость расположения водосборов;
- однородность условий формирования стока, сходство климатических условий, однотипность почв (грунтов) и гидрогеологических условий, близкую степень озерности, залесенности, заболоченности и распаханности водосборов;
- средние высоты водосборов не должны существенно отличаться, для горных и полугорных районов следует учитывать экспозицию склона и гипсометрию;
- отсутствие факторов, существенно искажающих естественный речной сток (регулирование стока, сбросы воды, изъятие стока на орошение и другие нужды).

В нашем случае, подходящей рекой–аналогом является р.Енисей (данные гидрологических наблюдений представлены в приложении Г) с рядом наблюдений в 112 лет (1904–2015 г). Близость расположения рек обеспечивает схожесть физико–географических условий бассейнов и наличие синхронности в

колебаниях речного стока, что количественно выражается через коэффициент парной корреляции.

Коэффициент парной корреляции выражает степень зависимости двух функций (гидрографов двух рек) с определенной величиной вероятности. Критической величиной значения коэффициента корреляции R обычно назначается 0,7 [1]:

$$R_{\text{кр}} = 0{,}7$$

При этом число совместных лет наблюдений по исследуемой реке и по реке–аналогу должно быть ≥6 лет. Это условие выполняется, так как период наблюдений по р.Кизир в 11 лет находится внутри интервала наблюдений.

Данные гидрологических наблюдений по р.Енисей приведены в приложении Г.

9.2 Приведение исходного ряда наблюдений к многолетнему периоду

Определим среднегодовые расходы по рекам за период 2006–2015 г, как среднеарифметическое значение расхода за год:

$$\text{X}_{\text{ср.год}} = \frac{\sum \text{X}_i}{12}, \; Y_{\text{ср.год}} = \frac{\sum Y_i}{12} \tag{9.1}$$

где X_i– среднемесячные расходы по реке–аналогу;

Y_i – среднемесячные расходы исследуемой реке.

Далее находим по каждому из полученных рядов среднегодовых значений расходов коэффициенты вариации рядов:

$$C_{V(X)} = \sqrt{\frac{\sum (K_X - 1)^2}{n-1}}, \; C_{V(Y)} = \sqrt{\frac{\sum (K_Y - 1)^2}{n-1}} \tag{9.2}$$

где K_x, K_y– модульные коэффициенты рядов;

n – число членов ряда (количество лет общих наблюдений, в нашем случае 11 лет).

$$K_X = \frac{X_i}{X_{CP}}, \; K_Y = \frac{Y_i}{Y_{CP}} \tag{9.3}$$

где $X_{\text{ср}}, Y_{\text{ср}}$– среднеарифметическая величина среднегодовых расходов по рядам.

Определение коэффициента парной корреляции среднегодовых расходов рек:

$$r = \frac{\sum (K_X - 1) \cdot (K_Y - 1)}{(n-1) \cdot C_{V(X)} \cdot C_{V(Y)}} \quad (9.4)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 - Коэффициент парной корреляции среднегодовых расходов рек

Годы	Расходы,м^3/с		Модульные коэффициенты		(Ку-1)	(Кх-1)	(Ку-1)^2	(Кх-1)^2	(Кх-1) *(КY-1)
	Yср.год	Хср.год	КY	КХ					
2005	40	120	0,90	0,96	-0,10	-0,04	0,009	0,001	0,0036
2006	54	169	1,22	1,35	0,22	0,35	0,050	0,125	0,0793
2007	53	109	1,20	0,87	0,20	-0,13	0,039	0,017	-0,0260
2008	40	104	0,90	0,83	-0,10	-0,17	0,009	0,027	0,0160
2009	53	149	1,20	1,19	0,20	0,19	0,039	0,036	0,0374
2010	44	157	1,01	1,26	0,01	0,26	0,000	0,066	0,0013
2011	37	120	0,84	0,96	-0,16	-0,04	0,026	0,002	0,0071
2012	34	98	0,77	0,78	-0,23	-0,22	0,053	0,048	0,0502
2013	50	148	1,14	1,18	0,14	0,18	0,020	0,034	0,0260
2014	41	100	0,92	0,80	-0,08	-0,20	0,006	0,041	0,0158
2015	40	102	0,90	0,82	-0,10	-0,18	0,011	0,033	0,0191
Yср	44		Сумма		0,00	0,00	0,26	0,43	0,23
Хср	125								
Cv(Y)					0,155				
Cv(X)					0,198				
r					0,751				

Как видим из полученного, величина коэффициента парной корреляции среднегодовых расходов р.Кизир и р.Енисей удовлетворяет условию превышения минимально допустимого значения, а значит река–аналог подобрана верно:

$$r > R_{\text{кр}}$$

$$0{,}751 > 0{,}7$$

Составление уравнения регрессии. Уравнение регрессии имеет вид:

$$Y = R_{Y/X} \cdot (X - X_{CP}) + Y_{CP} \quad (9.5)$$

где $R_{y/x}$– коэффициент регрессии.

Коэффициент регрессии находится по следующей формуле:

$$R_{Y/X} = r \cdot \frac{C_{V(Y)} \cdot Y_{CP}}{C_{V(X)} \cdot X_{CP}} \quad (9.6)$$

Подставив в указанные зависимости числовые значения соответствующих величин, получаем уравнение регрессии для приведения короткого ряда наблюдений по р.Кизир к многолетнему ряду:

$$Y = 0{,}24 \cdot (X - 44) + 125 \quad (9.7)$$

По полученному уравнению регрессии производим приведение короткого ряда наблюдений к многолетнему, а именно продляем ряд наблюдений по р.Кизир с 1904 по 2005г. Результаты расчетов приведены в приложении Г, таблица Г.1.

9.3 Анализ ряда гидрологических наблюдений за притоками в водохранилище

Для разработки возможного варианта регулирования режима работы Журавлевской ГЭС и построения характеризующего их диспетчерского графика, необходимо провести анализ гидрологического ряда наблюдений за притоками в водохранилище.

Имеется ряд гидрологических наблюдений за притоками в Журавлевское водохранилище за период с 1904 по 2015 год. Значения среднемесячных притоков по каждому году приведены в приложении Г, таблица Г.1.

Среднемноголетнее значение притока составляет:

$$Q_{ср.мн.} = \frac{\sum Q_{\text{ср.год.}}}{n} = \frac{53366}{112} = 476\ м^3/с \quad (9.8)$$

где $Q_{ср.год.}$ – среднее значение притока за каждый год;

n – количество лет в имеющемся ряду наблюдений.

Среднемноголетний объём стока составляет:

$$W_{\text{ср.мн.}} = 15\ \text{км}^3$$

За маловодный год можно принять год, среднегодовое значение притока в котором ниже среднемноголетнего значения.

В рассматриваемом ряду можно выделить два наиболее продолжительных периода следующих последовательно друг за другом маловодных лет:

- с 1926 по 1934 год;
- с 1974 по 1982 год.

Основные показатели гидрологической обстановки по каждому из периодов приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Основные показатели гидрологической обстановки в рассматриваемых маловодных периодах

Период	Продолжительность, лет	Объём стока, км^3	Среднемноголетний приток, м^3/с
1926 – 1934	9	124	439
1974 – 1982	9	125	441

Из данных таблицы 9.2 видно, что наименьший объём стока наблюдается в период с 1926 по 1934 год. Это означает, что данный период является самым продолжительным маловодным периодом в рассматриваемом гидрологическом ряду.

Так же можно выделить наиболее продолжительный многоводный период с 2003 по 2011 год. Основные показатели гидрологической обстановки за данный период приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Основные показатели гидрологической обстановки в многоводном периоде

Период	Продолжительность, лет	Объём стока, км^3	Среднемноголетний приток, м^3/с
1935 – 1941	7	117	538

Самым многоводным из всех лет данного периода является 1935 – 1936 год, его обеспеченность составляет 4%. Максимальный среднемесячный приток в этом году наблюдался в июне и составил 2648 м3/с.

В результате проведённого анализа можно сделать вывод о том, что наиболее маловодным периодом из имеющегося гидрологического ряда является период с 1926 по 1934 год, самым многоводным является период с 1935 по 1941 год, что и будет учтено в дальнейших расчётах.

9.4 Требования, предъявляемые к разрабатываемым вариантам регулирования режима работы Журавлевской ГЭС

Согласно «Методическим указаниям по разработке правил использования водохранилищ» основными требованиями к режиму использования водных ресурсов водохранилищ являются:

1) Требования гидроэнергетики:

- обеспеченность гарантированной мощности ГЭС должна составлять не менее 85-95% по числу бесперебойных лет;
- снижение гарантированной мощности ГЭС за пределами расчетной обеспеченности не должно превышать 20-30%;
- гарантированная мощность ГЭС распределяется внутри года в соответствии с требованиями энергосистемы;

- установленная мощность ГЭС в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы должна использоваться без ограничений;

- годовая выработка электроэнергии ГЭС должна быть максимально-возможной в любых по водности условиях;

2) Обеспеченность гарантированного судоходного попуска в нижний бьеф должна находиться в пределах 90 – 95 %;

3) Обеспеченность нормального судоходного попуска в нижний бьеф должна находиться в пределах 85 – 90 %

9.5 Расчет и построение зон диспетчерского графика водохранилища Журавлевской ГЭС

На основе гидрологического ряда производится расчет противосбросной и противоперебойных линий диспетчерского графика водохранилища.

Для расчета нижней противоперебойной ветви сработки и наполнения было отобран маловодный период 1926-1934г. Для этих лет производится водно-энергетический расчет.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{t} = Q_{\text{п.б}}^{t} - Q_{\text{вдх}}^{t}; \tag{9.9}$$

где $Q_{\text{п.б}}^{t} = Q_{90\%}^{t} - Q_{\text{п}}^{t} - Q_{\text{и}}^{t} - Q_{\text{ф}}^{t} - Q_{\text{л}}^{t}$;

$Q_{\text{вдх}}^{t}$ – расход воды из водохранилища.

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

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

$$Q_{\text{НБ}}^{t} = Q_{\text{ГЭС}}^{t} + Q_{\text{ф}}^{t}. \tag{9.10}$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^{t} = Q_{\text{вдх}}^{t} \cdot t; \tag{9.11}$$

где t – число секунд в месяце.

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:

$$H^t = z^t_{\text{ВБ.ср}} - z^t_{\text{НБ}} - \Delta h; \qquad (9.12)$$

где $z^t_{\text{ВБ.ср}}$ – среднее значение отметки ВБ;

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

Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \qquad (9.13)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС;

H^t– напор на турбине, найденный по формуле (2.32);

Расчеты представлены в приложении Г, таблица Г.2.

На одном графике выстраиваются все расчетные линии сработок и наполнений, затем производится выборка нижней противоперебойной линии.

Результаты представлены на рисунке 9.1.

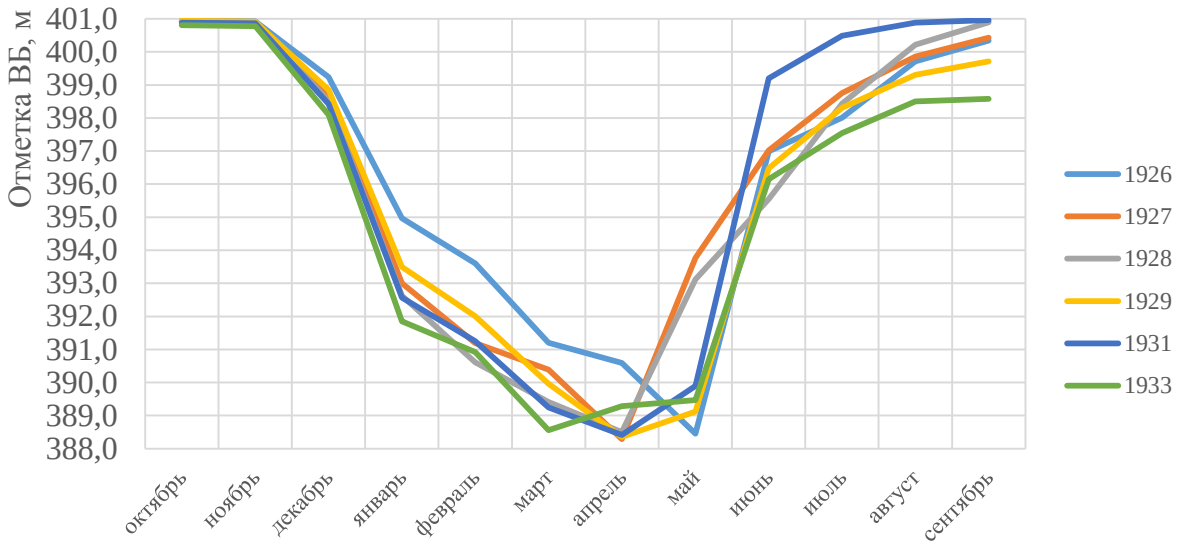

Рисунок 9.1 – Нижняя противоперебойная линия

Для расчета противосбросовой и верхней противоперебойной ветвей сработки и наполнения выбран период с 1935 по 1941 с обеспеченностью р = 5%.

Далее для этих лет производится водно-энергетический расчет по формулам (9.9) – (9.13). Результаты заносятся в приложение Г, таблица Г.3.

По данным расчета на одном графике строятся линии сработок и наполнения, в которых отсутствуют холостые сбросы. Затем по нижней границе совокупности линий сработок и наполнений строится диспетчерская огибающая – верхняя противоперебойная линия.

Результаты представлены на рисунке 9.2.

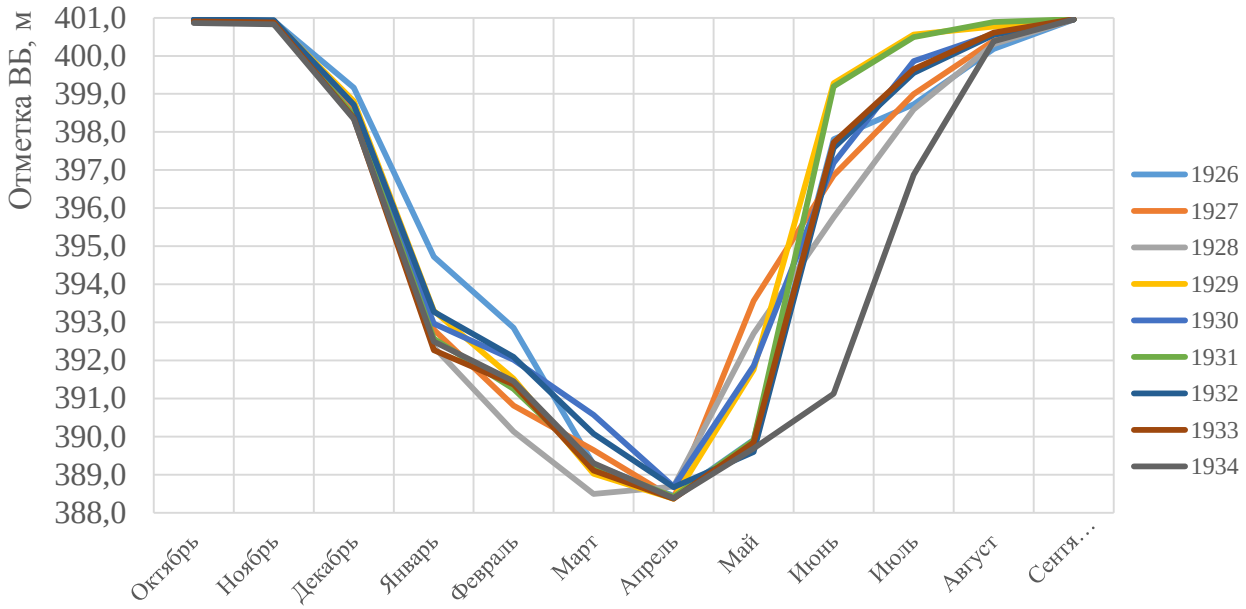

Рисунок 9.2 – Верхняя противоперебойная линия.

Для определения диспетчерской огибающей противосбросовой линии на одном графике выстраиваются линии сработок-наполнений годов, в которых присутствуют холостые сбросы воды в нижний бьеф. По нижней границе графика определяется диспетчерская огибающая противосбросовой линии. Результат представлен на рисунке 9.3.

Рисунок 9.3 – Противосбросовая линия

Координаты границ зон представлены в таблице 9.5. Диспетчерский график изображен на рисунке 9.4.

Таблица 9.5 – Координаты границ зон диспетчерского графика водохранилища

Месяца	Зона I	Линия 1	Зона II	Линия 2	Зона III	Линия 3	Зона IV	Линия 4	Зона V	Линия 5	Зона VI	Линия 6
1.IV	Зона не используемого объема водохранилища	388,4	Зона сниженной отдачи гидроузла	388,4	Зона гарантированной отдачи	388,4	Зона повышенной отдачи	388,4	Зона частичного открытия водосброса	401,0	Зона полного открытия водосброса	402,0
1.V		388,4		389,5		390,5		390,5		401,0		402,0
1.VI		388,4		393,6		395,1		399,1		401,0		402,0
1.VII		388,4		396,5		397,9		400,8		401,0		402,0
1.VIII		388,4		398,5		400,0		400,9		401,0		402,0
1.IX		388,4		398,6		401,0		401,0		401,0		402,0
1.X		388,4		398,2		401,0		400,9		401,0		402,0
1.XI		388,4		397,5		400,8		400,9		401,0		402,0
1.XII		388,4		393,3		398,3		398,9		401,0		402,0
1.I		388,4		390,1		392,3		394,1		401,0		402,0
1.II		388,4		389,5		390,1		391,5		401,0		402,0
1.III		388,4		388,9		388,9		389,5		401,0		402,0
1.IV		388,4		388,4		388,4		388,4		401,0		402,0

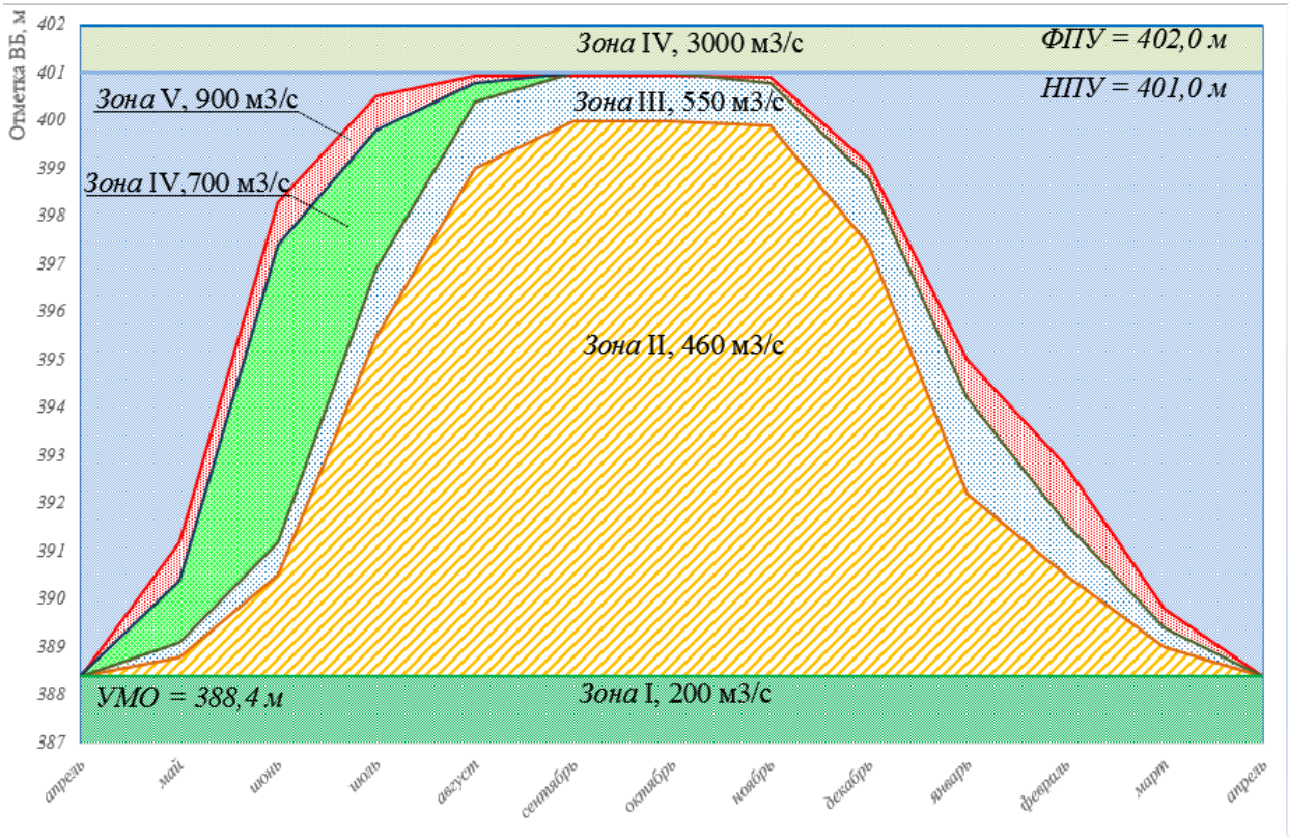

Рисунок 9.4 – Диспетчерский график водохранилища Журавлевской ГЭС

9.6 Порядок регулирования режима функционирования водохранилища

Режим использования водных ресурсов Журавлевского водохранилища назначается исходя из отметок уровня воды у плотины, в соответствии с диспетчерским графиком работы водохранилища, рисунок 9.4.

Поле диспетчерского графика, построенного в координатах отметок уровней воды у плотины Журавлевского гидроузла и времени, разбито на шесть режимных зон.

– Зона I – зона неиспользуемого объема водохранилища расположена ниже линии 1 диспетчерского графика. В пределах этой зоны сбросной расход в нижний бьеф гидроузла назначается исходя из условия обеспечения санитарных требований в нижнем бьефе гидроузла.

– Зона II – зона сниженной отдачи расположена между линиями 1 и 2 диспетчерского графика. В пределах этой зоны сбросной расход в нижний бьеф гидроузла назначается не выше 460 м3/с в течение всего года.

– Зона III – зона гарантированной отдачи, расположена между линиями 2 и 3 диспетчерского графика. В пределах этой зоны сбросной расход в нижний бьеф назначается не выше 550 м3/с в течение всего года.

– Зона IV – зона повышенной отдачи, расположена между линиями

3 и 4 диспетчерского графика. В пределах этой зоны сбросной расход в нижний бьеф назначается до 700 м3/с в течение всего года.

– Зона V – Зона частичного открытия водосброса, распложенная между линиями 4 и 5 диспетчерского графика. С 1 мая по 30 сентября гидроузел работает с частичным открытием водосброса, при этом в нижний бьеф сбрасывается расход 900 м3/с. Этот расход обеспечивается: до достижения отметки 401,0 м – полным открытием от одного до двух отверстий в зависимости от суммарного расхода через турбины гидроэлектростанции;

С 1 октября по 31 марта в пределах данной зоны сбросы осуществляются через турбины трех гидроагрегатов, что соответствует расходу 640 м3/с.
Указанный расход может быть уменьшен на соответствующую величину только в случае невозможности одновременной работы трех агрегатов (например, в соответствии с графиком ремонтов).

– Зона VI - зона максимальных сбросов, расположена выше линии 5. Сбросной расход в этой зоне определяется пропускной способностью водослива. При работе ГЭС расходом 630 м3/с сбросы в рассматриваемой зоне составляют до 3000 м3/с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Журавслевского гидроузла на реке Кизир, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 3268 и 3709 м3/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 122 МВт и среднемноголетняя выработка 949 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 – 27,8 м;

расчетный – 20,6 м ;

минимальный – 15,0 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 630 м3/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ30б-В-560.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-840/150-52 с номинальной активной мощностью 56,2 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 единичных блока, 4 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – " Одна рабочая секционированная выключателем система шин ". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы

ТДЦ– 63000/110, трансформаторы общестанционных собственных нужд

ТСЗЛ- 1000/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 95/16 (три провода в фазе).

В качестве генераторного выключателя, принят вакуумный выключатель ОАО «Высоковольтный союз» типа ВГГ-10-63/4000.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

– водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом– 95 м;

– здание ГЭС – 91,2 м;

– левобережная глухая бетонная плотина – 38 м;

– правобережная глухая бетонная плотина –41,8м;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

– ширина подошвы – 26,3 м;

– отметка подошвы водосливной плотины – 372,3 м;

– число водосливных отверстий – 5;

– ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;

– отметка гребня – 405,8 м;

– ширина гребня – 20 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная колодец комбинированного типа.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 для основного сочетаний нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Журавлевского 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 ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– срок окупаемости – 7 лет;

– себестоимость – 0,24 руб/кВт

– удельные капиталовложения – 17704 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Журавлевского гидроузла в настоящее время является актуальным.

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. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.

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. 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.

5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.

6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.

7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.

8. 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.

9. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: http://www.synergy.kz.

10. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.

11. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.

12. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

13. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 15 с.

18. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 6 с.

19. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.

20. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: http://www.transformator.com

21. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ. 01.07.1986 – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.

22. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

23. 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.

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 «Электрозавод». – Режим доступа: http://www.elektrozavod.ru/.

25. Каталог «Трансформаторы стационарные масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 6-35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: http://www.transformator.com.

26. IEC 60050 (441) Международный электротехнический словарь. Глава 441: Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и предохранители. – Введ. 01.01.1984 – Москва : Стандартинформ, 2014. – 104 с.

27. CIGRE WG 23.02 Доклад на втором международном семинаре по опытной эксплуатации высоковольтных подстанций с элегазовой изоляцией (КРУЭ) [Электронный ресурс] : от 23.02.2000 // «CIGRE WG». – Режим доступа: http://www.wg.ru.

28. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: http://www.electroshield.ru.

29. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

30. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: http://polymer-apparat.ru.

31. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: http://www.kondensator.su.

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. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс] : распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

40. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.

41. 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.

42. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

43. 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.

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. 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.

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.

54. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.

55. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.

56. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037*гг.* . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

57. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

58. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

59. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: http://www.e-kc.ru.

60. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: http://www.profenergo1.energoportal.ru.

61. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: http://www.kondensator.su.

62. Приказ Минприроды РФ от 26.01.2011 N 17 «Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ» [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru.