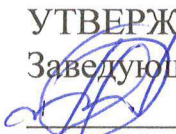


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
подпись инициалы, фамилия  
«19» июля 2017г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Ильченко Савелию Дмитриевичу.

Группа ГЭ13-02Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир. Микропроцессорные комплексы защит РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит».

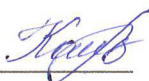
Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017г.

Руководитель ВКР В.В. Казанцева, электромонтёр СТСУ, участок релейной защиты и противоаварийной автоматики Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения; поперечный разрез по станционной части Кизирской ГЭС; главная схема Кизирской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Кизирской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Кизирской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Кизирской ГЭС.

Руководитель ВКР



В.В. Казанцева

подпись

Задание принял к исполнению



С.Д. Ильченко

подпись

« 16 » 06 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

руководителя Казанцевой В.В. электромонтёр СТСУ, участка релейной  
защиты и противоаварийной автоматики о бакалаврской работе  
«Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир. Микропроцессорные  
комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных  
защит»

Ильченко Савелию Дмитриевичу

Бакалаврская работа «Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир». Представлена на 130 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

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

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


В рамках спецвопроса были изучены микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит.

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

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

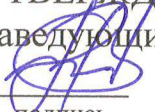
Бакалаврская работа «Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир. микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.2014<sub>г</sub>

  
(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
В. И. Татарников  
подпись                      инициалы, фамилия  
« 19 »    06                      2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИЗИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР.  
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ РЗА, ИСПОЛНЕНИЕ,  
НАСТРОЙКИ, УТОЧНЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ЗАЩИТ**

Руководитель	<u>16.06.17</u> подпись, дата	Электромонтёр СТСУ, участок релейной защиты и противоаварийной автоматики должность	<u>В.В. Казанцева</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>16.06.17</u> подпись, дата		<u>С.Д. Ильченко</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир. Микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17 Е.Ю. Зайцева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Алекс 16.06.17 А.В. Масленникова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тм 17.06.17 Л.В. Платошкина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алекс 16.06.17 В.В. Казакичева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Алекс 13.06.17 Ю.А. Лобин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Алекс И.Т. Турецкий  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Алекс 13.06.17 В.В. Лапосова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Алекс 19.06.17 А.А. Чабанова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Кизирской ГЭС .....	7
Введение .....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.1.4 Сейсмические условия .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	14
2 Водноэнергетические расчёты .....	15
2.1 Регулирование стока воды .....	15
2.1.1 Исходные данные .....	15
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов .....	15
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	16
2.1.4 Определение типа регулирования .....	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов .....	18
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	18
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	19
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	22
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	22
2.3 Баланс мощности и энергии.....	22
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Сибирь .....	22
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Сибирь.....	23
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	25
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	25
3.1.1 Построение режимного поля .....	25
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	27
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	31
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	33
3.3 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР.....	35
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	35
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	36
3.4 Выбор гидрогенератора .....	36
4 Электрическая часть.....	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений .....	37
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	37
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов .....	37

4.2.2	Выбор трансформаторов СН.....	39
4.2.3	Выбор синхронных генераторов.....	39
4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....	40
4.4	Выбор количества отходящих линий РУВН и марки проводов .....	41
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	42
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высшего напряжения с применением программного комплекса RastrKZ .....	42
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	42
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ .....	44
4.7	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения .....	45
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .....	45
4.7.2	Выбор выключателей и разъединителей.....	46
4.7.3	Выбор ячеек КРУЭ .....	47
4.7.4	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) .....	47
4.7.5	Выбор синхронизатора для включения в сеть .....	48
5	Релейная защита и автоматика .....	49
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	49
5.2	Рекомендуемый к установке устройства релейной защиты.....	50
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора .....	50
5.2.2	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора .....	53
5.2.3	Защита от повышения напряжения .....	56
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	56
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок.....	60
5.2.6	Дистанционная защита генератора.....	62
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	65
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	66
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	67
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения .....	67
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка .....	67
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины .....	68
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	68
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	70
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	71
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	74
6.3.1	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей .....	75
6.4	Конструирование бетонной плотины .....	77
6.5	Конструирование элементов подземного контура плотины .....	79
6.6	Быки .....	80
6.7	Разрезка плотины швами .....	81

6.8	Галереи в теле плотины .....	81
6.9	Статические расчеты плотины .....	81
6.9.1	Вес сооружения .....	81
6.9.2	Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления.....	82
6.9.3	Сила гидростатического давления воды .....	83
6.9.4	Волновое воздействие .....	84
6.9.5	Давление грунта.....	84
6.9.6	Расчет прочности плотины .....	84
6.10	Расчет устойчивости плотины .....	87
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	90
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	90
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС.....	90
7.2.1	Общие положения .....	90
7.2.2	Охрана труда ГЭС .....	92
7.2.3	Ответственность .....	94
7.3	Пожарная безопасность.....	94
7.3.1	Ответственность за состояние пожарной безопасности.....	94
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	95
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках .....	96
7.3.4	Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям .....	97
7.3.5	Содержание зданий, сооружений, помещений .....	97
7.4	Охрана природы .....	99
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	100
7.4.2	Водоохранная зона .....	102
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	103
8	Технико-экономические показатели .....	105
8.1	Оценка объемов продаж электроэнергии.....	105
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	105
8.3	Налоговые расходы .....	107
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации проекта .....	108
8.5	Коммерческая эффективность .....	109
8.6	Анализ чувствительности .....	110
9	Микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит .....	113
9.1	Микропроцессорные комплексы РЗА .....	113
9.2	Исполнение .....	113
9.3	Настройки .....	114
9.4	Уточненные расчеты отдельных защит .....	115
9.4.1	Характеристики продольной дифференциальной защиты генератора, I Δ G.....	115
9.4.2	Характеристики токовой защиты трансформатора, I <sub>T</sub> > .....	116



9.4.3 Характеристики защиты от замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор, $U_N (U_0)$ .....	117
Заключение .....	120
Список использованных источников .....	123
Приложение А Анализ исходных данных .....	128
Приложение Б Водно-энергетические расчеты .....	130
Приложение В Основное и вспомогательное оборудование .....	133
Приложение Г Релейная защита и автоматика .....	135

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Кизир;
2. Местонахождение ГЭС ..... Красноярский Край;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 206 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 690 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 1396 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 1503 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 130 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 440,00 м;  
ФПУ ..... 442,00 м;  
УМО ..... 426,10 м;
  - в) объемы:  
полный ..... 8,13 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 2,73 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 58,40 м;
  - б) средний ..... 50,90 м;
  - в) расчётный ..... 52,10 м;
  - г) минимальный ..... 43,40 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 235 МВт;  
гарантированная ..... 147 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1,62 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная грунтовая плотина ..... 102 м / 61,25 м;
  - б) правобережная грунтовая плотина ..... 80 м / 61,25 м;
  - в) водосливная плотина ..... 45 м / 61,25 м;
  - г) стационарная плотина ..... 63 м / 61,25 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 3 отверстия 18×12;
  - в) общая длина ..... 45 м;
  - г) максимальная высота ..... 61,25 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - б) грунты в основании ..... гранит;

- в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецеидальная;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов ..... 18 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ70-В;
- б) тип генератора ..... СВ-850/190-40;
- в) мощность генератора ..... 90 МВт;
- г) частота вращения ..... 150 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-125000/110;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ ..... 6,5 млрд. руб.;
- б) удельные показатели ..... 94126,45 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии ..... 10 коп/кВт·ч;
- г) показатели эффективности: ЧДД ..... 7,9 млрд. руб.;
- ВНД ..... 27,94 %;
- Срок окупаемости ..... 6 лет.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них весьма существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяет использовать более простые и дешёвые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии.

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, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках, соответственно изменяется мощность агрегатов. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьёзный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир, её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

# 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). Длина — 300 км, площадь бассейна — 9170 км<sup>2</sup>.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – континентальный.

Средняя температура января –10°С, июля +10°С (таблица 1.1). Продолжительность безморозного периода 110 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом - +35°С, зимой - –42°С. Годовая амплитуда колебаний температур превышает 77°С.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Температуры в градусах Цельсия

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-17,2	-15,5	-8,1	2,0	10,0	16,6	18,8	15,8	10,0	2,2	-8,3	-15,4

Среднегодовое количество осадков колеблется от 1000 до 1500 мм. Толщина снежного покрова в марте перед началом таяния от 500 до 2500 мм. в зависимости от рельефа, растительности и количества осадков.

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

### 1.1.2 Гидрологические данные

Длина 301 км, площадь бассейна 37000 км<sup>2</sup>. Местность горная, в русле имеются пороги. В основании гранит.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кизир за период 1932-1981 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднегодовой сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 400 \cdot 31525000 = 12,61 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Верхний бьеф		Нижний бьеф	
Zвб,м	V,км <sup>3</sup>	Zвб,м	Q,м <sup>3</sup> /с
380,0	0,0	381,0	0,0
390,0	0,5	381,5	180,0
400,0	1,3	382,0	361,2
410,0	2,4	382,5	540,0
420,0	4,1	383,0	736,8
430,0	6,1	383,5	978,0
440,0	8,13	384,0	1200,0
450,0	10,2	384,5	1467,6

Кривая связи Zнб=f(Qнб)

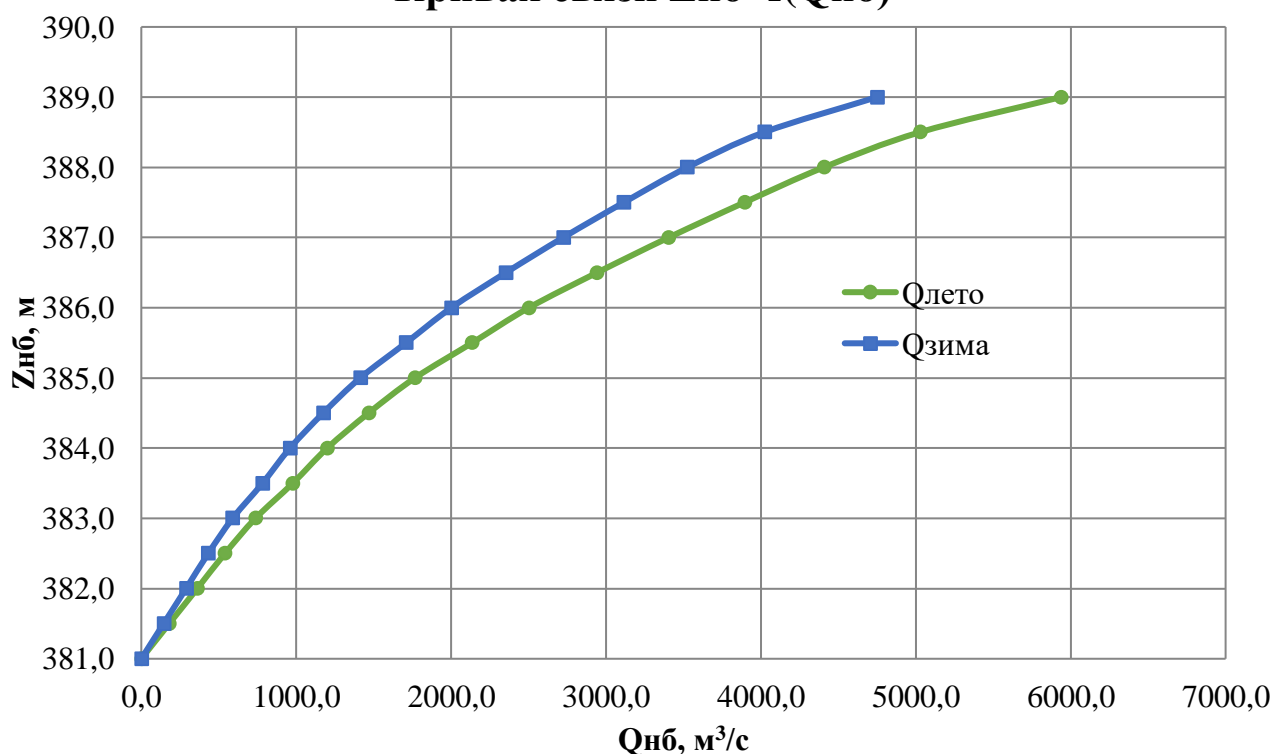


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

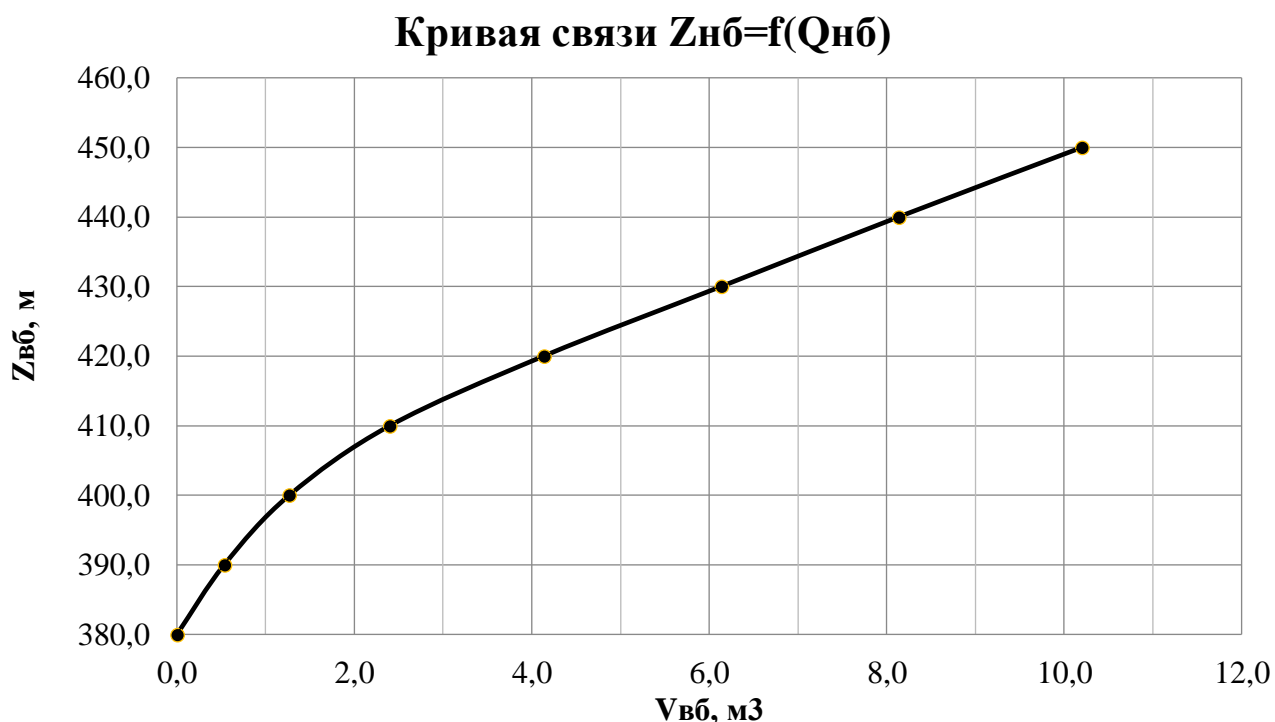


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Кизирской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Кизир – гранодиорит.

### 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 Кизирской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Кизирская ГЭС предназначена для работы в ОДУ Сибири, в частности Красноярского РДУ. Выработка электроэнергии ГЭС может быть для покрытия потребностей Курагинского Района Красноярская края.

В состав Красноярского РДУ включены ГЭС, представленные в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Структура генерирующих мощностей Кузбасской энергосистемы

ГЭС	$N_{\text{уст}}$ , МВт
Красноярская	6000

Суточные графики нагрузки были получены по запросу из ОЭС Сибири (приложение А, таблица А.2).

Энергия для построения интегральной кривой нагрузки:

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

где  $P_t$  - мощность в заданный час суток.

Результаты расчёта интегральной кривой нагрузки представлены в приложении А, таблица А.3.

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

Мощности необходимые для построения годовых графиков:

– значения среднемесячной мощности потребления ОДУ Сибири соответствующее зиме и лету:

$$P_{\text{ср}}^{\text{з}} = 7926 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{л}} = 6233 \text{ МВт}.$$

– значения максимальной мощности потребления ОДУ Сибири соответствующее зиме и лету:

$$P_{\text{max}}^{\text{з}} = 8444 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{max}}^{\text{л}} = 6585 \text{ МВт}.$$

Для построения годовых графиков среднемесячных и максимальных нагрузок определяем коэффициенты:

$$a = \frac{P^{\text{з}} + P^{\text{л}}}{2}; \quad (1.3)$$

$$b = \frac{P^{\text{з}} - P^{\text{л}}}{2}; \quad (1.4)$$

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

Мощности для каждого месяца определяем по формуле:



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

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

Результаты расчёта годовых графиков представлены в приложении А, таблица А.4.

Годовые графики нагрузок представлены на рисунке 1.3.

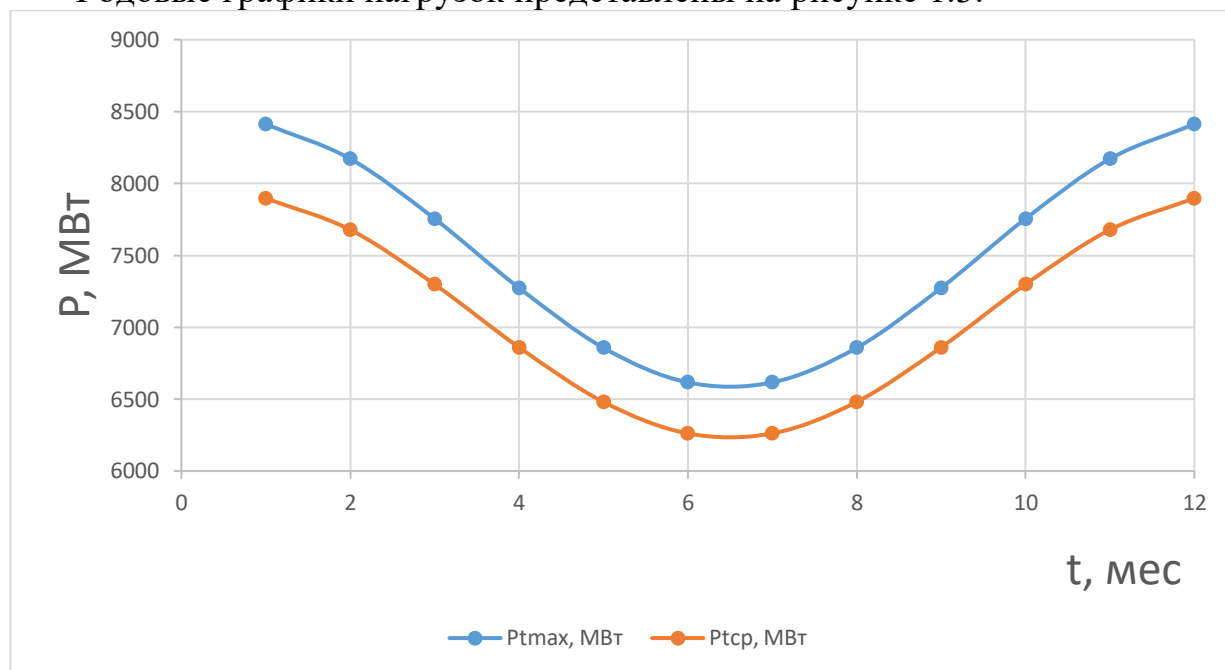


Рисунок 1.3 – Годовые графики нагрузок

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

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

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Данные по энергосистеме:

- Энергосистема Сибири, типовой график нагрузки для широты «Юг».
- Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 8%.
- Схема использования реки: Одиночная ГЭС.
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,7.
- Требования участников ВХК и потери воды

Требования участников ВХК представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Требования участников ВХК

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	142	142	142	142	142	142	142	100	100
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	1	1	1	2	1	1	1	-	-
Льдообразование	1	1	1	-1	-4	-	-	-	-	-	-	2

Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Кизир в створе Кизирской ГЭС за период с1932-33 гг. по 1980-81 гг.

#### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

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

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

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

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.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.

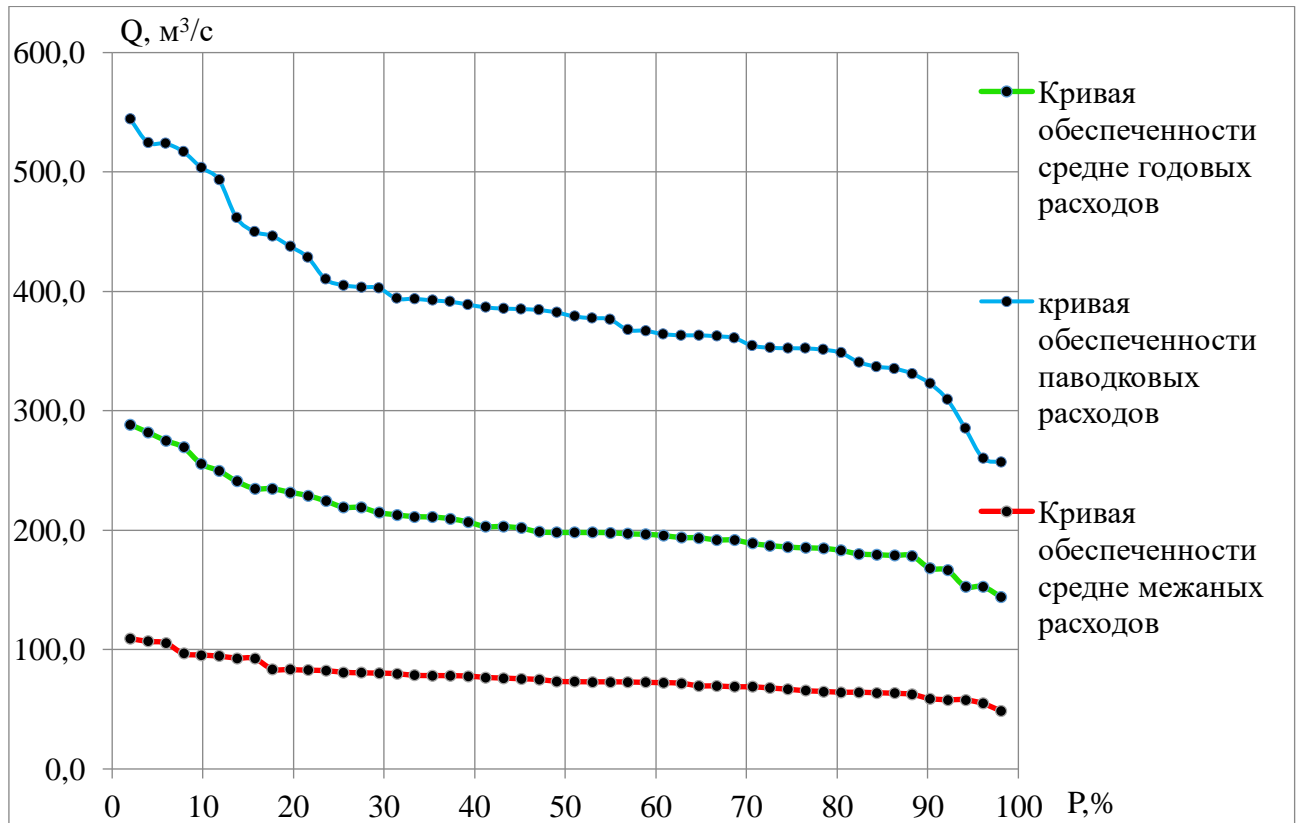


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

1963:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1958}}{Q_{1958}} = \frac{331}{331} = 0,911 \quad K_m = \frac{Q_{1955}}{Q_{1958}} = \frac{63}{70} = 0,918 \quad (2.2)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1958 год без приведения.

Расчётные маловодный и средневодный года с корректировкой

приведены в таблице 2.2. Гидрографы маловодного и средневодного годов P90% и P50% указаны на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные маловодный и средневодный года с корректировкой

	месяцы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XI I	I	II	II I	IV	Qс р
1940г.	$Q_i^{50\%}, \frac{M^3}{c}$	567	423	380	289	236	177	105	36	24	18	15	136	198
1958г.	$Q_i^{90\%}, \frac{M^3}{c}$	487	405	321	263	228	162	95	33	22	16	13	98	179

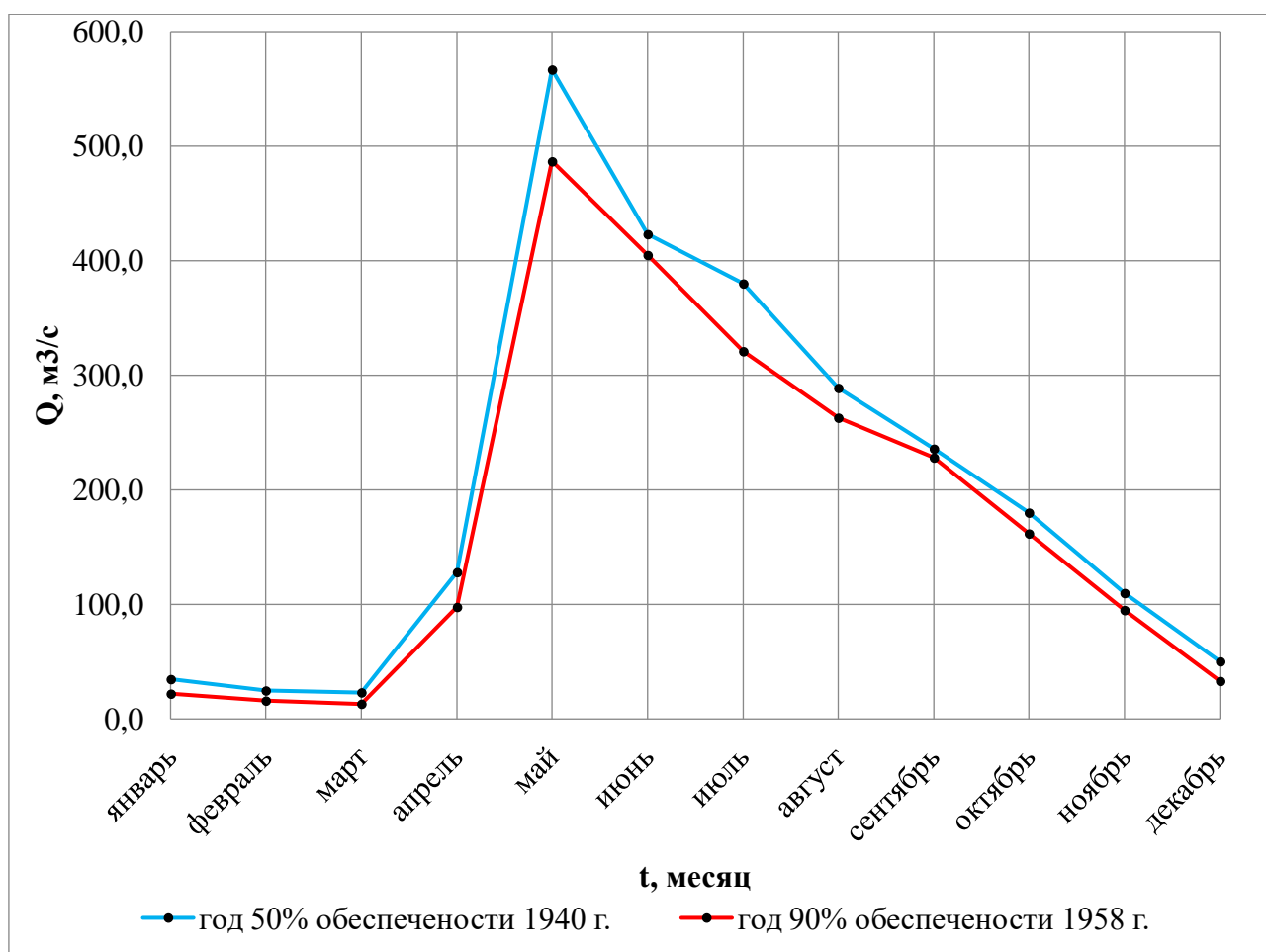


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов P90% и P50%

### 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 35%. Если отметка НПУ 802 м, а отметка сухого дна 701 м, тогда:

$$V_{УМО} = 440 - 0,35 \cdot (440 - 379,4) = 426,1 \text{ м.}$$

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

$$V_{\nabla\text{НПУ}} = 8,13 \text{ км}^3;$$

$$V_{\nabla\text{УМО}} = 5,4 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\nabla\text{НПУ}} - V_{\nabla\text{УМО}} = 8,13 - 5,1 = 3,03 \text{ км}^3. \quad (2.3)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{3,03}{11,32} = 0,293; \quad (2.4)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища, формула (2.2);  
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.

Принимается годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

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

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t; \quad (2.5)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

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

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

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.6)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

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

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (декабрь). 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
$P_t$	11	8	7	50	246	27	164	135	117	83	49	18

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

### 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднегодовой 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  $\nabla_{НПУ} = 440$  (м) и  $V_{\Pi} = 3,03$  (км<sup>3</sup>). Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t; \quad (2.7)$$

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.5);  
 $Q_{вдх}^t$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_{вдх}^t$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{вдх}^t$  имеет знак «минус». Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t. \quad (2.8)$$

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

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t; \quad (2.9)$$

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 2.2).

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:

$$H^t = z_{ВБ.ср}^t - z_{НБ}^t - \Delta h; \quad (2.10)$$

где  $z_{ВБ.ср}^t$  – среднее значение отметки ВБ;  
 $z_{НБ}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;  
 $\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.11)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.6);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.10)

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 147 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 54 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 3,03 \text{ км}^3;$$

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре

$$\nabla_{\text{ВБ}_p} = 440 \text{ м};$$

– график сработки-наполнения водохранилища маловодного и средневодного годов (рисунок 2.3).

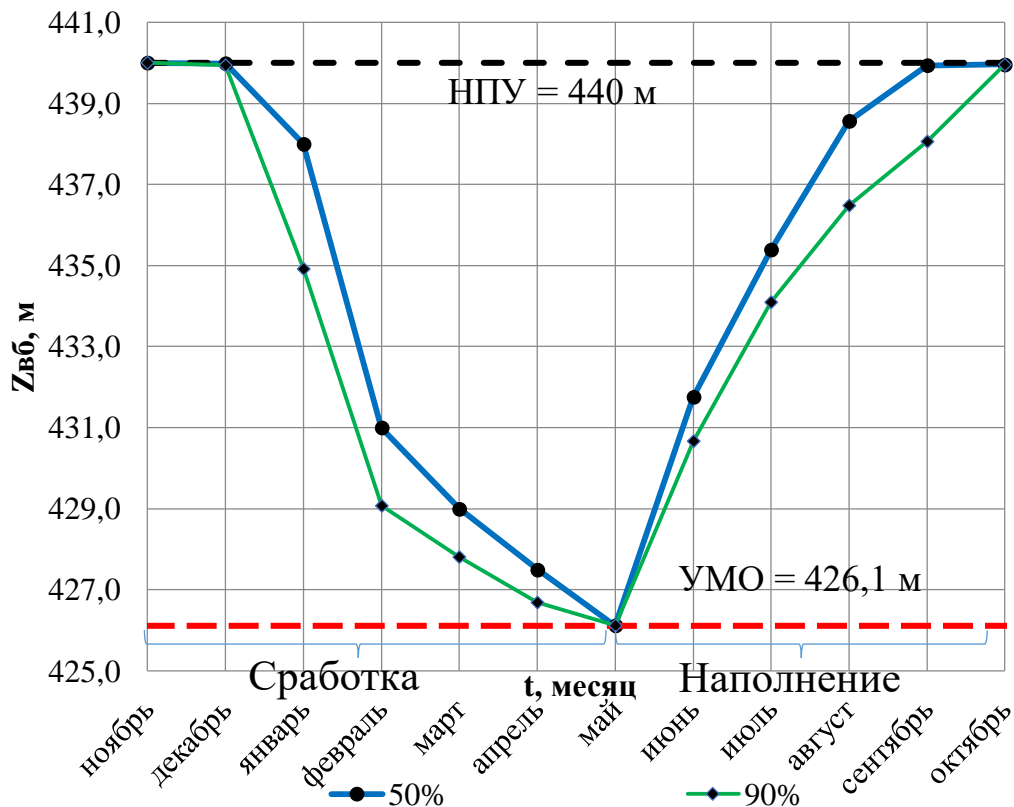


Рис. 2.3 График сработки-наполнения водохранилища



### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Кизирская ГЭС будет использована для работы в базе нагрузки Красноярского РДУ на плакате «Использование водной энергии».

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчёте на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются.

$$N_{\text{выт.раб}} = 240 \text{ МВт.}$$

На Красноярской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 3%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 235 \text{ МВт.}$$

### 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

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

Сработка водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.2);
- способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчётном маловодном году (приложение Б, таблица Б.1);

Наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: по уровням наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.4);
- способ 2: по мощностям в период наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.3).

Из всех способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.3). Принимаем: сработку по способу 1, наполнение по способу 2.

Среднемноголетняя выработка – 1,6 млрд. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Сибирь

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

### 2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Сибирь

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:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{8} \text{ мес} = \frac{1 \cdot 235}{8} \text{ мес} = 30 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.12)$$

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

На тепловых станциях энергосистемы Сибирь предусмотрен нагрузочный резерв 1,5% и аварийный резерв – 8%.

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 2676 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right) \quad (2.13)$$

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

Таблица 2.4 - Баланс мощности энергосистемы Юг в маловодном году

Мощность в мегаваттах

М	Нагрузка системы			Кизирская ГЭС			Тепловые станции			
	$P_{\text{max}}$	$P_{\text{ав}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{ав}}$	$N_{\text{рем}}$
1	8412	673	168	199	4	-	5897	118	472	-
2	8172	654	163	49	1	-	5861	117	469	-
3	7755	620	155	39	1	-	5549	111	444	-
4	7274	582	145	55	1	25	5161	103	413	-
5	6857	549	137	58	1	-	4837	97	387	537
6	6617	529	132	63	1	-	4646	93	372	801
7	6617	529	132	66	1	-	4642	93	371	801
8	6857	549	137	69	1	-	4826	97	386	537

Продолжение таблицы 2.4

9	7274	582	145	70	1	-	5146	103	412	-
10	7755	620	155	50	1	-	5538	111	443	-
11	8172	654	163	49	1	-	5861	117	469	-
12	8412	673	168	199	4	-	5897	118	472	-

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

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

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

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 440$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 432,1$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 426,1$  м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

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

$$Q_{min} = 206 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Кизирской ГЭС из выражения;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения

линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

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

Результаты расчёта режимного поля представлены на рисунке 3.1.

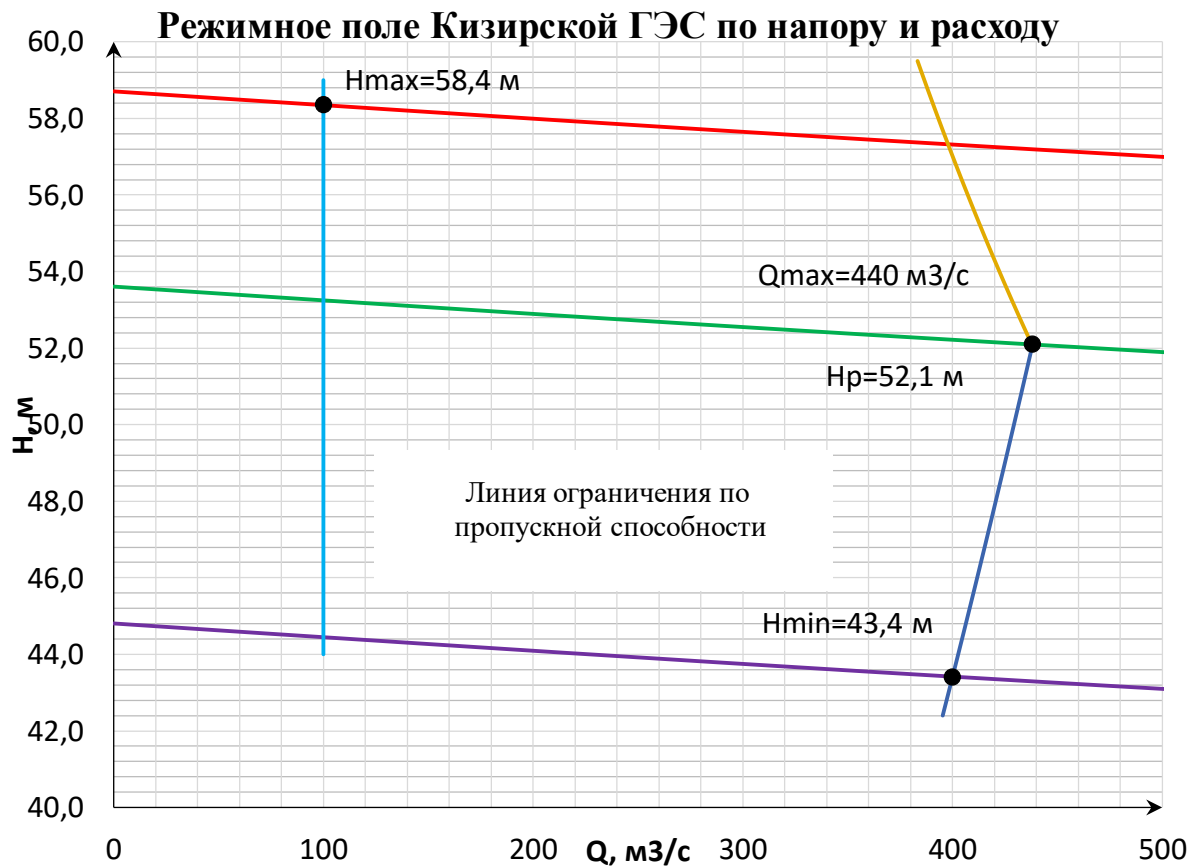


Рисунок 3.1 – Режимное поле Кизирской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 58,4 \text{ м.}$$

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

$$Q_{расч}^{max} = 440 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_p = 51,1 \text{ м.}$$

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

$$H_{min} = 43,4 \text{ м.}$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

В таблице 3.1 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.1 - Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ60-В	ПЛД60-В60°	ПЛ70-В	ПЛД70-В60°
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	60	70	70
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n_{\text{I opt}}, \text{ об/м}$	116	111	106	107
Оптимальный приведенный расход	$Q_{\text{I opt}}, \text{ л/с}$	1080	1130	860	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мopt}}$	0,913	0,906	0,902	0,907
Приведенный максимальный расход	$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1500	1600	1400	1600
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q_{\text{I max}})$	0,55	0,65	0,55	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,46	0,345
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	12	4	6
Температура испытаний	$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	20	20	4	7

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

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

Где  $\eta_{MO}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

$D_{1M}$  – диаметр модельной гидротурбины

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

$H_M$  – напор на модельной гидротурбине

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины, формула;

$v_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$v_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

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

$$\varepsilon = 0,75.$$

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

Средняя температура реки Кизир:

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

По справочным данным [1] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$v_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ср}} = 0,924.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

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

где  $\eta_{Г\text{ ср}}$  – средний коэффициент полезного действия генератора из выражения (3.13).

Число агрегатов:

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

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

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

Частота вращения турбины:

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

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

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

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

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

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



где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;  
 $H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.9) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_I p$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

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

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

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

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.7) - (3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы А.1 и А.2 приложения А.

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

Выбор подходящего типа гидротурбин производим исходя из следующих положений:

- число агрегатов должно быть кратно 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений;
- необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов при возможно большей мощности каждого из них;
- число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС, не должно быть меньше двух;

- исключаем типы турбины, в которых точка оптимума не входит в рабочую зону.

Из анализа таблицы А1 и приложения А выбираем гидротурбину ПЛ-70В с следующими параметрами:

$$D_1 = 4,75 \text{ м.}$$

$$D_0 = 1,21 \cdot D_1 = 1,21 \cdot 4,75 = 5,74 \text{ м.} \quad (3.11)$$

$$z_0 = 24.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ-70В с построенной рабочей зоной представлена в приложении В, рисунок А.1.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

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

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,38 \cdot 4,75 = 1,805 \text{ м,} \quad (3.12)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения

Высота отсасывания:

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

где  $B = 10,33 \text{ м}$  – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

$k_\sigma$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения ( $k_\sigma = 1,1$ );

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

$H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ ;  $Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (для поворотно-лопастных гидротурбин  $Z_{\text{х.пл.}} = 0$ ).

Пересчитывается точка пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по пропускной способности в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.9):

$$n'_I = \frac{166,7 \cdot 4,75}{\sqrt{58,4 \cdot 1,06}} = 101 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике (приложение 3) находим точку пересечения горизонтальной прямой, соответствующей найденной частоте, и линии ограничения по генератору.

Для этой точки (точка 1):

$$\sigma = 0,18.$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 381,53 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.13) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{381,53}{900} - 1,1 \cdot 0,18 \cdot 58,4 = -1,66 \text{ м.}$$

Пересчитывается точка в координаты главной универсальной характеристики для расчетного значения напора и максимального расхода, при этом используется формула (3.9):

$$n'_I = \frac{166,7 \cdot 4,75}{\sqrt{51,7 \cdot 1,06}} = 107,7 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике находим точку пересечения горизонтальной прямой, соответствующей найденной частоте, и линии ограничения по генератору. Для этой точки (точка 2):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 382,11 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.13) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{382,11}{900} - 1,1 \cdot 0,24 \cdot 51,7 = -3,74 \text{ м.}$$

Данный режим соответствует на режимном поле расчётной точке.

Пересчитывается третья точка в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_I = \frac{166,7 \cdot 4,75}{\sqrt{43,4 \cdot 1,06}} = 117,8 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной находим точку пересечения горизонтальной прямой, соответствующей найденной частоте, и линии ограничения по генератору. Для этой точки:

$$\sigma = 0,23.$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 382,22 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{382,22}{900} - 1,1 \cdot 0,23 \cdot 43,4 = -1,07 \text{ м.}$$

Полученные результаты в представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 - Результаты вычислений

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м	$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	$\nabla Z_{\text{р.к}}$
ПЛ70-В-475	4,75	3	166,7	66,7	-1,66	-3,74	-1,07	379,87	378,37	381,15

Высота обеспечения выбирается из рассчитанных таким образом, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_S = -3,74 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 378,37 \text{ м}$$

### 3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,3 \cdot D_1 = 2,3 \cdot 4,75 = 10,925 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,92 \cdot D_1 = 1,92 \cdot 4,75 = 9,12 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 270^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,196 \cdot D_1 = 3,196 \cdot 4,75 = 15,18 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 5,58 \cdot D_1 = 5,58 \cdot 4,75 = 26,51 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,75 \cdot D_1 = 2,75 \cdot 4,75 = 13,1 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.19)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$  МПа,

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{66700}{166,7} = 3,90. \quad (3.20)$$

$$D_{\text{в}}^* = \left( \frac{5,1 \cdot 3,90}{30} \right)^{0,33} = 0,87 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 1,0 \text{ м.}$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_{\text{с}} + 2 \cdot B_{\text{вк}} + 2 \cdot B_{\text{п}} = 3,90 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 0,5 = 7,9 \text{ м.} \quad (3.21)$$

где  $B_{\text{вк}}$  – ширина воздушной камеры, принимаем равной 1,5 м,  
 $B_{\text{п}}$  – ширина полок статора, по справочным данным 0,5 м.

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 16 = 7,9 + 16 = 23,9 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где  $D_{\text{ш}}$  – диаметр шахты агрегата из выражения (3.35).  
Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{\text{мз}} = 24 \text{ м.}$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 4,75 = 14,25 \text{ м}, \quad (3.22)$$

Ширина монтажной площадки по рекомендации [4]:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 14,25 \text{ м.}$$

Длинна машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 3 \cdot 14,25 + 24 = 105 \text{ м.} \quad (3.23)$$

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

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = H_{\text{т}} + H_{\text{н}} + H_{\text{р}} + H_{\text{з}} + H_{\text{г}} + H_{\text{к}} + H_{\text{п}}, \quad (3.24)$$

где  $H_{\text{т}}$  - высота устройства тиристорного возбуждения, принимаем 1,5 м;

$H_{\text{н}}$  - запас по высоте, принимаем 0,5 м;

$H_{\text{р}}$  - высота рабочего колеса  $H_{\text{р}} = 5,3$  м;

$H_{\text{з}}$  - высота захватного приспособления  $H_{\text{з}} = 1,8$  м;

$H_{\text{г}}$  - вынос главного крюка по высоте, для выбранного крана 2 м;

$H_{\text{к}}$  - высота моста крана, для выбранного крана 5,2 м;

$H_{\text{п}}$  - запас до потолка, принимаем 2 м.

$$H'_{\text{мз}} = 1,5 + 0,5 + 5,3 + 1,8 + 2 + 5,2 + 2 = 18 \text{ м.}$$

### 3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР

#### 3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

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).

Котел на одну треть заполнен воздухом и на две трети – маслом 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.

Пользуясь номограммой, определяем маслонапорную установку МНУ 6,3/1 – 40 – 8 – 2.

### 3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [2] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭЖГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 107,1 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$P = 236,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным [3] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. ВГС 1190/219-56. Основные размеры генератора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Основные размеры генератора Кизирской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,8 м
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	8,43 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	7,02 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,7 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	8,43 м
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	0,76 м
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	3,16 м
Надстройка	Высота $h_0$	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр $d_0$	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,58 м

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Предлагаемые варианты структурных схем представлены на рисунке 4.1.

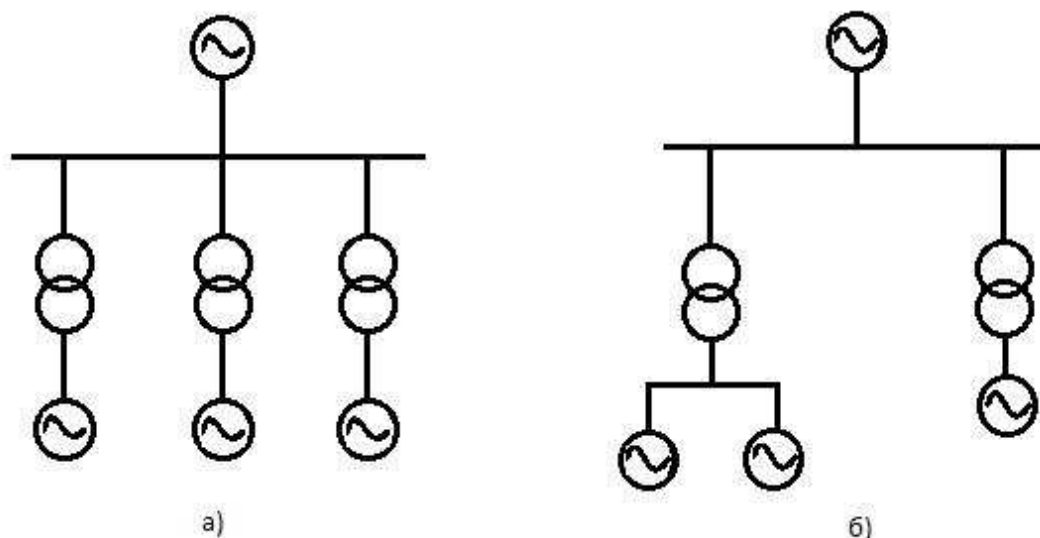


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока  
а – укрупнённый блок с трансформатором на каждый генератор;  
б – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

Выбираем схему с простыми блоками.

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

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



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

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}} = 100 - 2,5 \cdot 0,01 = 97,97 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 125000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/110-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	121	13,8	10,5	400	120	0,55

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5700}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4220 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

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

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

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

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

$T_{\text{в}} = 70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 5700 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,120 \cdot 5700 = 684 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left( \frac{100}{125} \right)^2 \cdot 5700 =$$

$$= 1080 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

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

$$I_{пот} = 1,42 \cdot 506 + 1,42 \cdot 1080 = 2252,7 \text{ тыс. руб/год}$$

Для трех блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 3 \cdot 27,27 = 81,81 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов СН

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

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{ГНОМ} = 0,01 \cdot 255 = 2,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

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

Выбирается трансформатор ТСЗ 1600/20/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТМН-1600/35/0,4

$S_{НОМ}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
1,6	13,8	0,4	6,5	23,5	5,1

#### 4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-850/190-40 производства НПО "ЭЛСИБ". Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора СВ-850/190-40

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$	$P_{Г\text{ ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
100	90	13,8	0,9	0,98	0,19	0,27	0,75

### 4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

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

где  $K_{\text{Т}}$  – стоимость силового трансформаторов;

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

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

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ.

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

$$K_1 = 10 \cdot 2,5 + 3 \cdot 84 + 2 \cdot 1,2 = 600 \text{ млн. руб.}$$

Значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.9)$$

где  $E_n$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке  $\alpha$  (по данным Центробанка РФ); в настоящее время  $E_n = \alpha = 12\% = 0,12$ .

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.9):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 276,9 + 17,4 = 96,75 \text{ млн. руб}$$

#### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}); \quad (4.10)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot (100 - 2,35) = 292,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}; \quad K = 1,4; \quad \cos\varphi_c = 0,9;$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{292,95}{(1,4 \cdot 30 / 0,9)} = 6,27 \text{ шт.} \quad (4.11)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{\text{л}} = 7 + 1 = 8$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{292,35}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,195 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 232 = 243,6 \text{ А} \quad (4.13)$$

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

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

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{292,35}{8 - 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,490 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,301	0,434	$2,61 \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 110 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя 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.

Число присоединений РУ-110 кВ: 9 (6 ВЛЭП 110 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя системами сборных шин с ШСВ.

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

##### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (4.15)$$

$$x_{\Gamma} = 0,19 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,392 \text{ Ом.}$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\zeta} = 1 \cdot 110 = 110 \text{ кВ.}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}} \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 12,3 \text{ Ом.}$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}}. \quad (4.16)$$

$$x_{\text{С}} = \frac{110^2}{150} = 80,6 \text{ Ом.}$$

Линии связи 35 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} \quad (4.17)$$

$$x_{\text{Л}} = \frac{0,434 \cdot 14}{6} = 1,01 \text{ Ом.}$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{Б1}} = 1,0 \cdot 110 = 110 \text{ кВ.}$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{110} = 0,12. \quad (4.18)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\text{Л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,301 \cdot 14}{6} = 0,702 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{1} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,4}{2} \cdot \frac{110^2}{125^2} = 0,15 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.6-4.8) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.9).

Таблица 4.6 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{НОМ}$ , кВ
у	1	Генератор 1	13,8
у	2	Генератор 2	13,8
у	3	Генератор 3	13,8
у	4	Генератор 4	13,8
у	5	Система	121

Таблица 4.7 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	КТ/г
Тр-р	Тр-р	1	3	0,73	24,41	0,068
Тр-р	Тр-р	2	3	0,73	24,41	0,068
ЛЭП	ЛЭП	3	4	1,37	5,03	0

Таблица 4.8 – Исходные данные по генераторам

№ агр.	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Система	4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	230
2	Блок 1	1	0,014	0,22	0,014	0,22			15,75
3	Блок 2	2	0,014	0,22	0,014	0,22			15,75

Таблица 4.9 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№ сост.	Тип	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1	3ф	3	12,32	30,99
1	3ф	1	94,5	240,66
1	1ф	3	18,5	46,54

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrKZ. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	$K_y$	$i_y$ , кА	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{п0}^{(1)}$ , кА
Шина 110 кВ (2)	2,74	16,21	5,91	2,95*3

Продолжение таблицы 4.10

Вывода генератора (13,8 кВ) (3,4,5)	2,77	111,42	40,16	-
--	------	--------	-------	---

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

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

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

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

##### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4 13,8 кВ:

$$I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{I_{\Gamma, \text{НОМ}}}{11} \cdot \frac{1}{K_T} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 440 \text{ А} \quad (4.21)$$

$$I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{I_{\Gamma, \text{НОМ}}}{11} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,4 \text{ кА} \quad (4.22)$$



Рабочий ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{Л1-Л2, \text{раб.мах}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{Г1-Г3} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 97,6}{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 110} = 271 \text{ А}; \quad (4.23)$$

$$I_{Л1-Л2, \text{раб.пославр}} = \frac{S_{Г1-Г6} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{л}} - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 97,6}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 110} = 223 \text{ А}. \quad (4.24)$$

#### 4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей

На рынке представлены несколько производителей генераторных выключателей, обратимся к выключателям марки HECS фирмы АВВ. Фирма имеет большой опыт производства и установки подобного оборудования, оно отвечает не только современным российским, но и европейским требованиям. Данное оборудование компактное и унифицированное.

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ генераторный комплекс HECS – 100R. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Параметры генераторного комплекса

Общие данные	Выключатель	Рассчитанные
Максимальное номинальное напряжение, кВ	25,3	13,8
Номинальная частота, Гц	50/60	50
Номинальный длительный допустимый ток, 50 Гц, А	9000	7920
Вес, к	1800	-
Выключатель		
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	300	230,94
Номинальный ток термической стойкости, кА/ 3с	100	15,05
Номинальный ток включения, кА	300	-
Номинальный отключаемый ток короткого замыкания, кА	100	13,98
Номинальный рабочий цикл	ВО-30мин-ВО	-
Время отключения, мсек	67	-

Результаты проверки трансформаторов тока представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформаторов тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	25,3 кВ
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	7,92 кА	13 кА
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,4 ВА	40 ВА

Результаты проверка трансформаторов напряжения представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформаторов напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	25,3 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	35,2 ВА	75 ВА

### 4.7.3 Выбор ячеек КРУЭ

Схема КРУЭ для напряжения 110 кВ – две сборные системы шин. Появляются новые производители, в том числе отечественные. Был рассмотрен вариант установки КРУЭ производства фирмы АВВ.

Выбираем КРУЭ серии ELK- 14.

Проведем проверку, сведя в таблицу 4.14 расчетные данные и каталожные данные КРУЭ:

Таблица 4.14 – Сравнения расчетных данных и параметров КРУЭ

Параметры	Расчётные данные	ELK -14
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121	До 253
Ток максимальный рабочий, кА	3,11	3,15
Ток КЗ, кА	94,5	100
Ток ударный	46,54	135

Чтобы определить, не превышает ли ток номинальный, указанный в каталоге, проведем расчет режима работы трансформатора:

$$I_{T220,\text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,\text{ном}} \cdot n_{Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,\text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{282,5 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 3,11 \text{ кА}; \quad (4.25)$$

### 4.7.4 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. Выбраны ОПН от производителя АВВ. Во всех основных узлах, устанавливаем ОПН ExlimP.

На низшем напряжении трансформаторов в свою очередь устанавливаем ОПН RexlimR.

Конкретное место расположения всех ограничителей перенапряжения отображены на главной схеме электростанции.

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-П-220 УХЛ1

#### **4.7.5 Выбор синхронизатора для включения в сеть**

Принимаем микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-МЗ производства ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва).

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации. АС-МЗ может быть использован также для включения линии электропередачи, связывающей несинхронные части энергосистемы.

## 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. Паспортные данные генератора СВ 850/190-40 приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Паспортные данные на генераторе СВ 850/190-40

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$	$P_{Г\text{ ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
100	90	13,8	0,9	0,98	0,19	0,27	0,75

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

Паспортные данные силового трансформатора блока ТДЦ 125000/110-У1 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Паспортные данные на силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/110-У1

$S_{\text{НОМ}}$ , МВ·А	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	121	13,8	10,5	400	120	0,55

- 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 13,8 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 (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 4180 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 5000/5 \text{ А}$ .

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

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

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

2) Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

где  $K_{АП} = 2$  - коэффициент апериодической составляющей;

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

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

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

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

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 24200 = 2420 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.5)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2420 \cdot 2}{24200},$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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

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

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,4$

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.6)$$

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

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.7)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

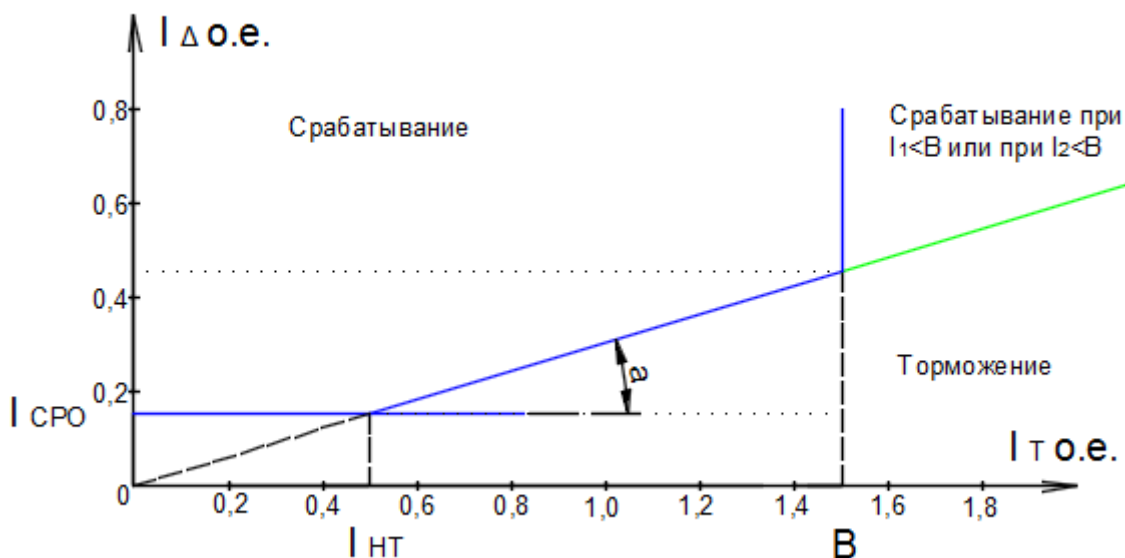


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной 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.



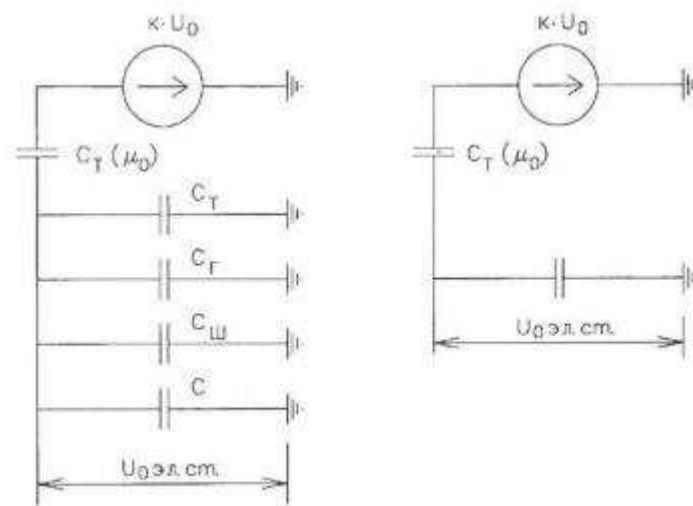


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0072 + 0,5 + 0,008 + 0,2 = 0,715 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

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

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 10,8 \text{ A.} \quad (5.11)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 21170 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,715} = 131,58 \text{ В.} \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 131,58}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{ср}} \geq 2,6,$$

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

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.14)$$

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

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.16)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.20)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,2$  – коэффициент надёжности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.21)$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.22)$$

$$A_{и0} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

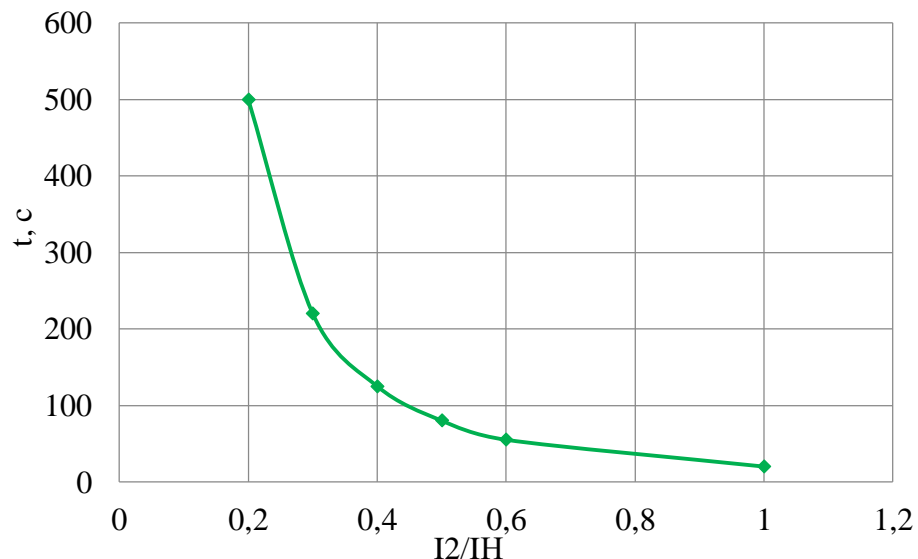


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100с$ ).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I_{2c.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{Г} + 2 \cdot x_{Т})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (0,19 + 0,28 + 2 \cdot 0,12)} = 1,08 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

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:

$$I_{2\text{МИН}}^2 = I_{кз} \cdot \frac{E_{\Sigma}}{2 \cdot (X_{\Sigma Г} + X_{Л1})} + \frac{E_c}{2 \cdot (X_c + \frac{X_{Л1}}{n-1})} \quad (5.24)$$

$$I_{2\text{МИН}}^2 = 1,08 \cdot \frac{1,1}{2 \cdot (0,285 + 0,01)} + \frac{1}{2 \cdot (1 + \frac{0,01}{8-1})} = 2,538 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{МИНГ}}^* = \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{(N_{\text{ген}} + N_{\text{л}})} = \frac{2,538}{(3+8)} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

$$I_{\text{МИНГ}}^{\text{ВН}} = I_{\text{МИНГ}}^* \cdot I_{\text{б}} \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИНГ}}^{\text{ВН}} = 0,23 \cdot 0,486 = 112 \text{ А}$$

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot I_{2\text{кз}} \cdot K_{\text{т}}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.27)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 112 \cdot \frac{121}{13,8}}{1,3} = 888,71 (0,35 \cdot I_{\text{Н}}).$$

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

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

### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.28)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

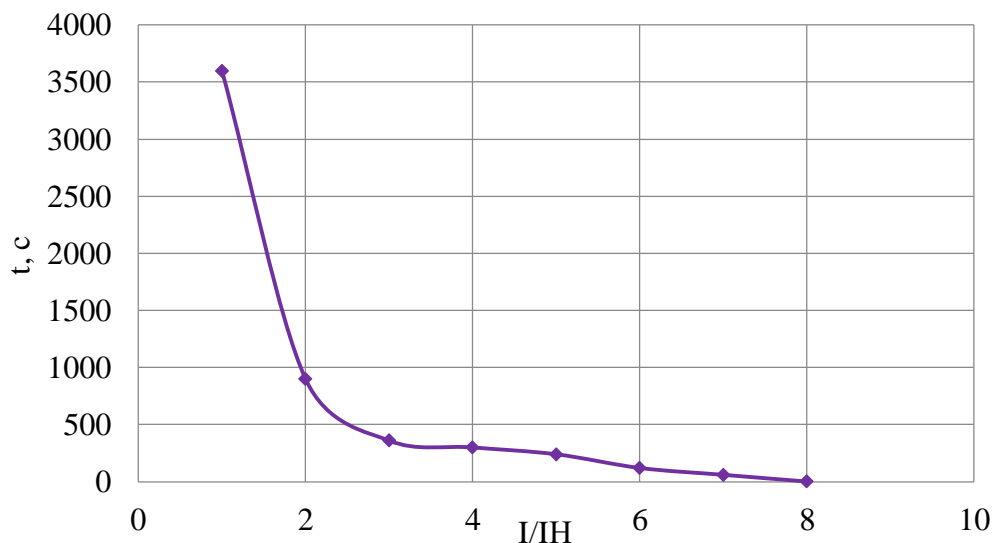


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.30)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.31)$$



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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Кизирская ГЭС – Журавлево:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 25,76 + \frac{0,8}{8} \cdot 4,7 = 21,078 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,22 \cdot 121^2}{125} = 25,76 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,22 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{8} \cdot \frac{100}{121^2} \cdot 4,7 = 0,144,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,144 \cdot 1,9 = 0,273 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,9$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,27 \cdot \frac{5000}{\frac{5}{13,8} \cdot 0,1} = 0,64 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,7 \text{ Ом}$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , 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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4180} = 1,908 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

$$Z_{C3\ 2} = \frac{Z_{C.3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,908 \cdot 5000/5}{13800/100} = 13,82 \text{ Ом,} \quad (5.36)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1740}{870} - 0,95}{0,75} = 4,06, \quad (5.37)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.38)$$

$$Z_{\text{нагр.ф}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,38 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379, \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{нагр.ф}} = 67,72^\circ$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{сз 2}} = \frac{Z_{\text{нагр.ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.,} \quad (5.41)$$

$$Z_{\text{сз 2}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,345 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,657 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{сз 2}} = \frac{Z_{\text{с.з. II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,657 \cdot 5000/5}{13800/100} = 4,7 \text{ Ом,} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 5 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{см1}} = 0,0788 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{см2}} = 0,012 \text{ Ом}$ .

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

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

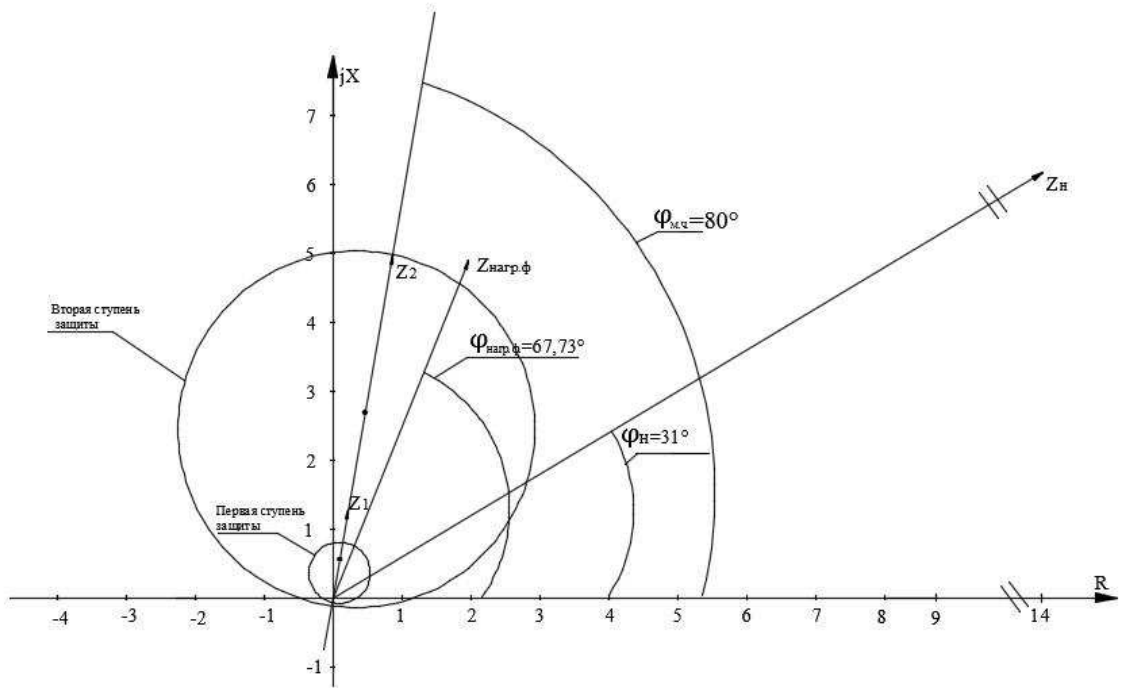


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

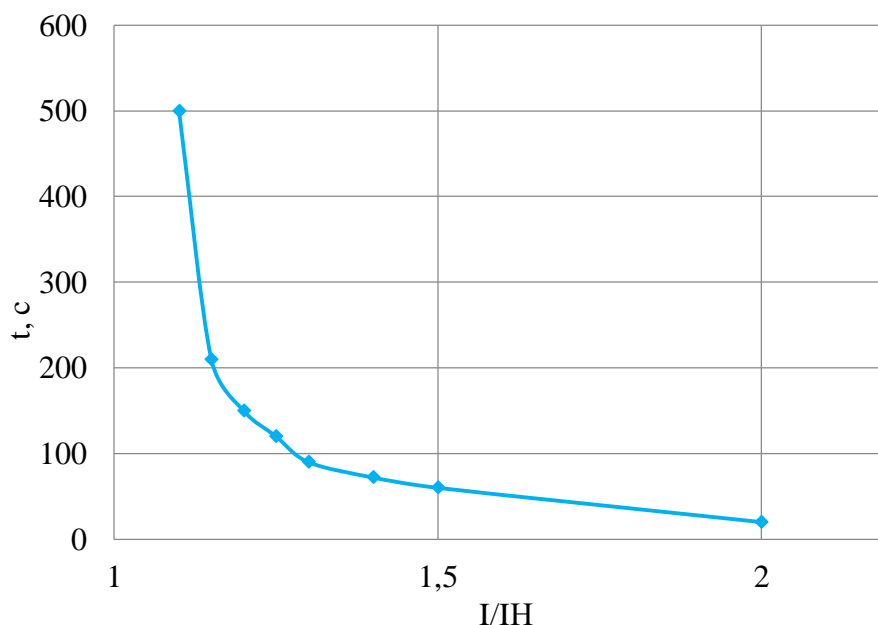


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.46)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с.

### 5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты блока генератор - трансформатор средней и высокой мощности были выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики типа ШЭ1111 компании «ЭКРА», предназначены для применения в качестве комплексной системы защит стационарного оборудования ГЭС, а также для реализации устройств управления и автоматизации.

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

За отметку гребня плотины принимается предварительно принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где  $\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;

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

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

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

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

$L$  – длина разгона волны,  $L = 3000$  м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{440 - 381}{2} = 29,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона определяется по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 3000}{9,81 \cdot 29,5} = 0,005 \text{ м.}$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 3000}{9,81 \cdot (29,5 + 0,5 \cdot 0,005)} = 0,005 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

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

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

По графику 6.1 находим и выбираем наименьшее:

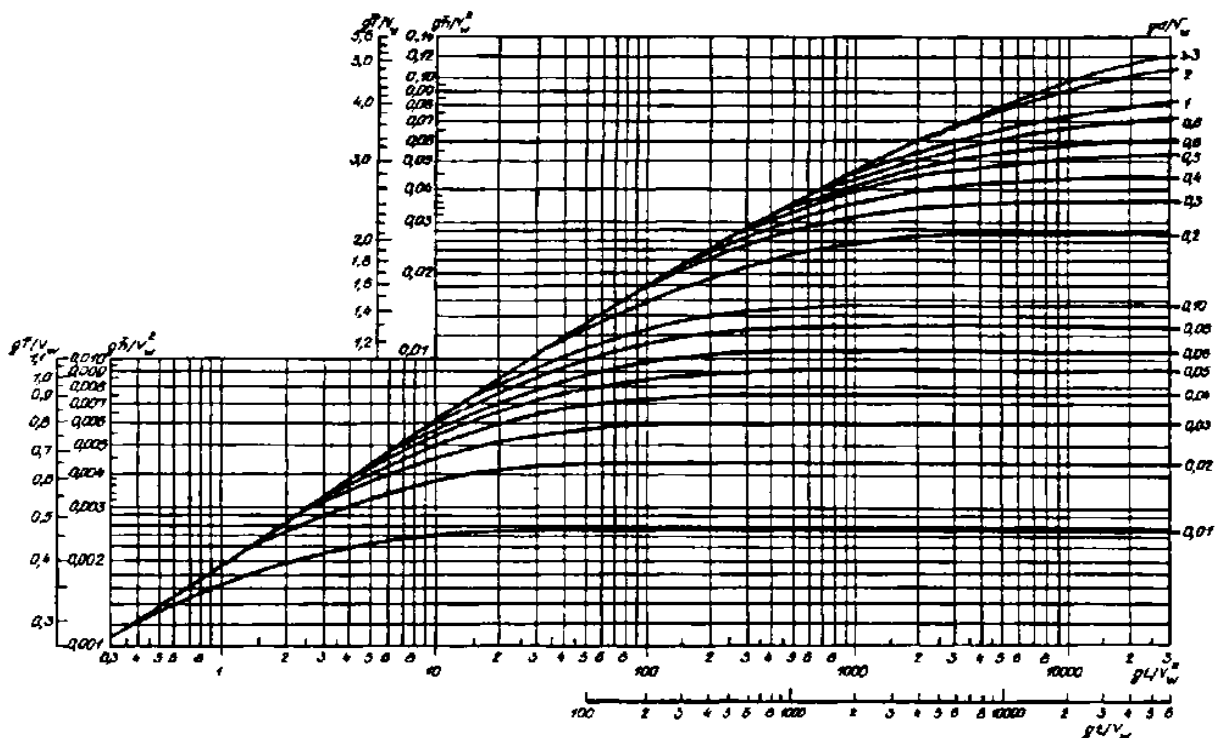


Рисунок 6.1 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,04; \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,03; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,56; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,28 \quad (6.8)$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,03 \cdot V^2}{g} = \frac{0,03 \cdot 15^2}{9,81} = 0,688 \text{ м}; \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{2,28 \cdot V}{g} = \frac{2,28 \cdot 15}{9,81} = 3,486 \text{ с}. \quad (6.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{3,486^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 18,985 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.12)$$

29,5 м > 9,492 м, т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,688 \cdot 2,1 = 1,445 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику.

-для основного случая при  $K_i = 2,1$  по формуле (6.13):

Получаем:

$$h_S = 0,005 + 1,445 + 0,8 = 2,25 \text{ м},$$

Отметка гребня плотины:

$$\nabla \text{ГП} = \nabla \text{НПУ} + h_S = 440 + 2,25 = 442,25 \text{ м}.$$

Следовательно за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla \text{ГГП} = 442,25 \text{ м}$ .

## 6.2 Гидравлический расчет водосливной плотины

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта



Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.осн} = Q_{maxрасч0,1\%} - Q_{ГА} \cdot (n - 1) = 1396 - 188 \cdot (3 - 1) = 698 \frac{м^3}{с}$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расчетный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений.

$Q_{ГА}$  – расход через один гидроагрегат ГЭС;

$n$  – количество гидроагрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_в} = \frac{3165}{81,56} = 45,95 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $q_в$  – удельный расход на водосливе:

$$q_в = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 10,8 = 13,5 \frac{м^3}{с}, \quad (6.15)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 4 \cdot 2,7 = 10,8 \text{ м}^3/с, \quad (6.16)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина воды в НБ, которая определяется по кривой  $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$  при  $Q_{осн max 0,1\%}$ ,  $h_{НБ} = 2,7$  м.

$[v_h] = 4 \text{ м/с}$  – допустимая скорость скальных оснований.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n, \quad (6.17)$$

где  $n$  – число пролетов (не менее 2-3),

$b$  – стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимаем 3 пролета стандартной шириной 14 м, тогда ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = 18 \cdot 3 = 54 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта с учетом ширины быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d, \quad (6.18)$$

$$B_B = 18 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 3 = 60 \text{ м,}$$

где  $d = 3 \text{ м}$  – ширина быка.

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{698}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,1 \text{ м,} \quad (6.19)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицера,  $m = 0,49$

$B$  – принимается только для водосливного фронта без быков.

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{р.осн}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{698}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,3 \text{ м,} \quad (6.20)$$

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

$\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

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

$$= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,1}{20} = 0,98, \quad (6.21)$$

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 3,3 - \frac{1,1 \cdot 0,2^2}{2 \cdot 9,81} = 3,29 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса,  $\alpha = 1,1$ ;

$v_0$  – скорость в живом сечении пред плотиной, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{698}{(440 - 381) \cdot (54 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,2 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ .

Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{\text{ст}} = 3,5 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 440 - 3,5 = 436,5 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Определяем отметку гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 436,5 + 1,6 \cdot 3,5 = 442,1 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Выбираем окончательную отметку гидроузла 442,25 м, так как провели сравнение ГП и ГБ.

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max повер } 0,01\%} - Q_{\text{ГА}}, \quad (6.26)$$

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

$$Q_{\text{р.пов}} = 1503 - 188 \cdot 3 = 939 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{939}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{939}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,05 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{939}{(440 - 381) \cdot (54 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,26 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (6.29)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 4,05 - \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 4,05 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 436 + 4,05 = 440,05\text{м}, \quad (6.31)$$

Оставляем отметку  $\nabla\text{ФПУ} = 442 \text{ м}$ , т.к. она достаточна для пропускной способности.

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова.

Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 3,5 \text{ м}$  представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Координаты для построения оголовка

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,441	3,5	0,896	7	4,322	10,5	9,884
0,35	0,126	3,85	1,1235	7,35	4,791	10,85	10,545
0,7	0,126	4,2	1,379	7,7	5,278	11,2	11,224
1,05	0,0245	4,55	1,6625	8,05	5,785	11,55	11,9175
1,4	0	4,9	1,974	8,4	6,629	11,9	12,631
1,75	0,021	5,25	2,3135	8,75	6,86	12,25	13,363
2,1	0,0945	5,6	2,674	9,1	7,427	12,6	14,012
2,45	0,21	5,95	3,055	9,45	8,011	12,95	14,872
2,8	0,35	6,3	3,4545	9,8	8,617	13,3	15,649
3,15	0,511	6,65	3,878	10,15	9,24	14	17,255

### 6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим тип гидравлического прыжка.

Находим критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расчетн}^2}{g \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 698^2}{(54 + (3 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,32 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 440 - 381 = 59 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0 - h'_c)}} \quad (6.34)$$

где  $q_c = \frac{Q_p}{B_b} = \frac{698}{66} = 10,58 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1, \right) \quad (6.35)$$

По формулам (6.34) и (6.35) определяем:

$$h'_c = \frac{10,58}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 59}} = 0,35 \text{ м},$$

$$h'_c = \frac{10,58}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (59 - 0,35)}} = 0,35 \text{ м},$$

$$h''_c = \frac{0,35}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,32}{0,35} \right)^3} - 1 \right) = 7,7 \text{ м}.$$

Глубина в НБ  $h_{НБ} = 2,7$  м, следовательно, прыжок отогнанный, т.к. выполняется условие  $h''_c > h_{НБ}$ .

### 6.3.1 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 2 = 3,4 + 2 = 5,4 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где  $h_{НБmax} = 3,4$  м – глубина в НБ при  $Q = 0,01\%$ .

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 381 + 5,4 = 386,4. \quad (6.37)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 440 - 386,4 = 53,6 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 53,6} = 29,19 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,9$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{10,58}{29,19} = 0,36 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где  $q = \frac{Q_{расч}}{B_{полн}} = \frac{698}{66} = 10,58 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{29,19^2}{9,81 \cdot 0,36} = 239,63. \quad (6.41)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.42)$$

где  $K_a$  – Коэффициент аэрации,  $K_a = 0,85$ ;  
 $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 440 - 381 - 2,7 = 56,3 \text{ м}. \quad (6.43)$$

По формуле (6.42):

$$L = 0,85 \cdot 53,6 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{56,3}{53,6} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = \\ = 71,08 \text{ м}.$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА}) = 0,5 \cdot (441,95 - 381) = 30,5 \text{ м}. \quad (6.44)$$

$$L > 0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА}); \quad (6.45)$$

$$71,08 > 30,5 \text{ м}.$$

Условие  $L > 0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА})$  выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.46)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{239,63}) \cdot$$

$$\sqrt{239,63} \cdot \sqrt[4]{\frac{2,7}{1}} \cdot 0,39 = 13,4;$$

$d$  – средняя крупность отдельностей, принимает  $d=1$  м.

Таким образом:

$$H_p = 13,4 - 2,7 = 10,7 \text{ м}.$$

Расстояние до размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.47)$$

где  $tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.48)$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,36 \cdot \cos 30 + 5,4 - 2,7)}{29,19^2 \cdot \cos^2 30}} = 3,9,$$

$$L_1 = 71,08 + \frac{13,4}{3,9} = 74,5 \text{ м.}$$

Ширина ямы размыва:

$$b = 2,5h_{кр} + 3,7H_p, \quad (6.49)$$

$$b = 2,5 \cdot 2,32 + 3,7 \cdot 10,7 = 45,26 \text{ м.}$$

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.50)$$



где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$f=0,78$ - коэффициент трения бетона по грунту.

$h$  – высота треугольника, вписываемого в плотину:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} = 381 \text{ м.}$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 440 - 381 = 59 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Ширина подошвы водосливной плотины по основанию (таблица 6.2):

$$B_n'' = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.52)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1;

$f$  – коэффициент трения по бетону принимаем 0,78.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

$n$	$B'_n$	$B''_n$
0,1	43,89189	39,5
0,2	43,05263	42,05263
0,3	42,56995	43,77778
0,4	42,41237	44,70588
0,5	42,56995	46,875
0,6	43,05263	49,33333
0,7	43,89189	52,14286

По результатам расчетов построим зависимость  $B = f(n)$  (Рисунок 6.3).

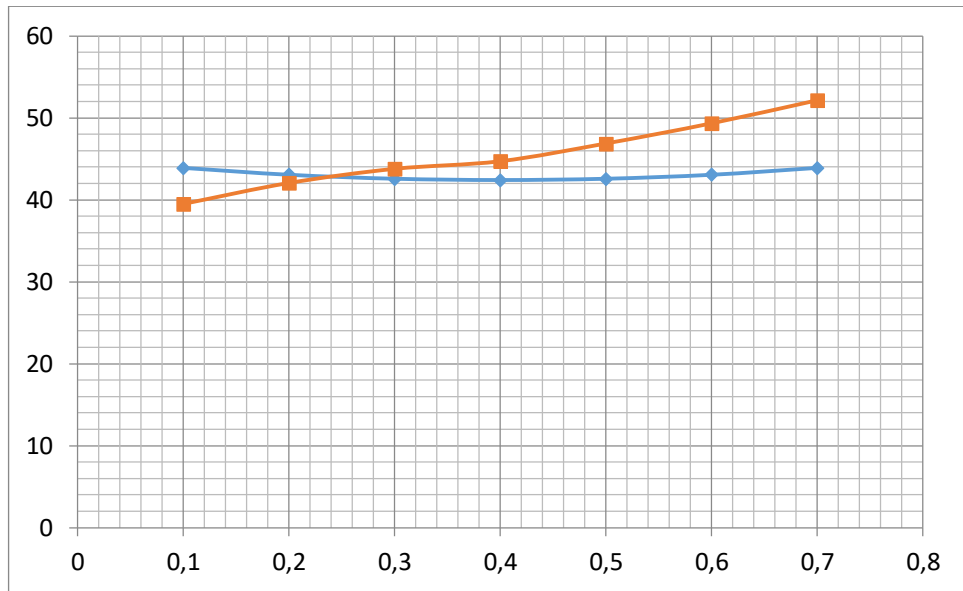


Рисунок 6.3 – График зависимостей  $B = f(n)$

Получили  $n=0,2$  и  $B=43,7$ , но по предварительным расчетам принимаем  $B=40$  м.

### 6.5 Конструирование элементов подземного контура плотины

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

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

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.53)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot 40 \text{ м},$$

$$l_1 = 2 \div 4 = 4 \text{ м}.$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.54)$$

где  $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 440 - 381 = 59$  м.

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot 59 = 41,3 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.55)$$

Принимаем

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 41,3 = 24,8 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,22 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.54)$$

где  $\Delta H$  – потери напора,

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

$\gamma = 1,25$  – коэффициент надежности о ответственности сооружения.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{57,72 \cdot 1,25}{15} = 4,81 \text{ м.}$$

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

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2}, \quad (6.56)$$

$$\frac{\delta_{\text{зав}}}{2} = \frac{4,81}{2} = 2,40 \text{ м;}$$

Принимаю  $l_2 = 5 \text{ м.}$

## 6.6 Быки

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

Толщина быка по рекомендациям А.Р.Березинского: при  $10 < b < 20 \text{ м}$   
 $\delta_{\text{Б}} = (0,12 \div 0,16)b = 1,68 \div 2,24 \text{ м.}$  При устройстве деформационного шва по оси MN (рис. 7), разрезающего бык на два полу-быка, толщину быка увеличивают на  $0,5 \div 1,0 \text{ м.}$  Примем толщину быка:  $\delta_{\text{Б}} = 3 \text{ м;}$

Толщина шейки быка:

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

Принимаю  $\delta_{\text{ш.б.}} = 1,5 \text{ м.}$

Отметку верха уступа краевых быков в НБ примем на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа:  $V_{\text{УСТ}} = 386,37 \text{ м.}$

Размеры пазов зависят от типа и конструкции затвора, для плоских затворов ширина паза составляет от 1 до 4-х метров. Принимаю 2 м.

## **6.7 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 меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, принимаем 21 м в связи с выбором ширины быка и пролета.

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

## **6.8 Галереи в теле плотины**

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин. Устраиваем галереи через каждые 12 м.

Размер минимальной галереи принимаем 1,25\*2 м; буровой – 3,5\*4 м.

## **6.9 Статические расчёты плотины**

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится согласно стандарту.

Производится для следующего случая:

– уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса (основной).

### **6.9.1 Вес сооружения**

С помощью программного комплекса AutoCAD вычисляем площадь поперечного сечения быка и водосливной плотины:

$$S_{\text{пл}} = 1410 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{б}} = 1387 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1410 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 3} = 26244 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.57)$$

где  $\rho_6$  – плотность бетона;

$S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1387 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{18 + 3} = 4936 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.58)$$

где  $S_6$  – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.59)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (442 - 436,5 + 0,5) \cdot 18 = 108 \text{ м}^2. \quad (6.60)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 108 \cdot \sqrt{108} \cdot 9,81 = 606 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{606}{18 + 3} = 29 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.61)$$

### 6.9.2 Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится согласно стандарту.

Производится расчёт для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса (основного).

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 440 - 382,28 = 58,72 \text{ м,}$$

$$\Delta H_{as} = 0,4 * H_{max} = 0,4 \cdot 58,72 = 23,49 \text{ м,}$$

где  $\Delta H_{dr}$  – потери на цементационной завесе;

$$\Delta H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 58,72 = 11,74 \text{ м,}$$

где  $\Delta H_{dr}$  – потери на дренаже.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 58,72 - 23,49 = 35,23 \text{ м.}$$

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

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 43 \cdot (382,28 - 381) = 540 \text{ кН.} \quad (6.62)$$

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:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 541,2 = 5309 \text{ кН.} \quad (6.63)$$

где  $S_{\text{ф}} = 541,2 \text{ м}^2$  – площадь фильтрационного давления.

### 6.9.3 Сила гидростатического давления воды

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

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{в}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 59^2}{2} = 18074305 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.64)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_{\text{н}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1,28^2}{2} = 8036 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.65)$$

### 6.9.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,445 \cdot \left( \frac{18,985}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = 43,7 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,445^2}{18,985} = 0,24 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,985}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,445 = 2,48 \text{ м}. \quad (6.68)$$

### 6.9.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 26,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.69)$$

Где  $\gamma_n = 10$ ;  
 $\varphi_n = 22$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = 53,35 \text{ кН/м}^2 \quad (6.70)$$

### 6.9.6 Расчёт прочности плотины

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

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+». Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_B$	1,00	→	18074	19,65	335560
$T_H$	1,00	←	8	0,43	-3,5
$G_6$	0,95	↓	4689	22,09	-103584
$G_{пл}$	0,95	↓	24932	17,15	-427580
$W_{взв}$	1,00	↑	540	0	0
$W_{волн}$	1,00	→	43,7	2,48	108
$W_\phi$	1,00	↑	5309	11,58	61479
$Q_3$	0,9	↓	26	63,2	-1640
$\Sigma M$					-116061
$\Sigma N_{\text{верт}}$					35496

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) представлены в таблице 6.4:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{35496}{40} + \frac{6 \cdot (116061)}{40^2} = -451 \text{ кПа}, \quad (6.71)$$

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:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -451 \cdot 0 - 10 \cdot 59 \cdot (1 - 0) = -590 \text{ кПа}, \quad (6.72)$$



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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -451 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 59 \cdot 0 = \\ &= -451 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.74)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 59 = -590 \text{ кПа}. \quad (6.75)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.70)-(6.74):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{35458}{40} - \frac{6 \cdot (116061)}{40^2} = -1322 \text{ кПа}.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1322 \cdot 0,765^2 - 10 \cdot 1,28 \cdot (1 - 0,765^2) = -779 \text{ кПа}, \end{aligned}$$

Где  $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;  
 $m_t = 0,765$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t - (10 \cdot 1,28 - 1322) \cdot 0,765 = \\ &= 586 \text{ кПа}; \end{aligned}$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1322 \cdot (1 + 0,765^2) + 10 \cdot 1,28 \cdot 0,765^2 = -2088 \text{ кПа} \end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 1,28 = -12,8 \text{ кПа}.$$

Расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве ПЛОТИНЫ

$\sigma_y^u$ , кПа	-451	$\sigma_y^t$ , кПа	-1322
$\sigma_x^u$ , кПа	-590	$\sigma_x^t$ , кПа	-779
$\tau_{xy}^u$ , кПа	0	$\tau_{xy}^t$ , кПа	586
$\sigma_1^u$ , кПа	-451	$\sigma_3^t$ , кПа	-2088
$\sigma_3^u$ , кПа	-590	$\sigma_1^t$ , кПа	-12,8

Проверяем следующие условия:

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

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_{max}| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.76)$$

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

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

$\sigma_{max}$  – максимальное главное напряжение;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_{max}|}{\gamma_{cd}};$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1,0 \cdot |-2088|}{1,0};$$

$$R_b \geq 2610 \text{ кПа.}$$

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

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

$$\sigma_y^u \leq 0;$$

$$-451 \leq 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.77)$$

$$451 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 59;$$

$$451 \geq 148.$$

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

### 6.10 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.78)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы;

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

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{эзв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (24932 + 4689 + 26 - 5309 - 540) \cdot 0,78 + 135 \cdot 40 \\ &= 23762 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.79)$$

где  $c = 145 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для гранита;

$\omega = B_n \cdot 1 = 40 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_g - T_n + W_{гол} = 18074 - 8 + 43,7 = 18110 \text{ кПа}. \quad (6.80)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{23762 \cdot 0,95}{18110 \cdot 1,0} = 1,257$$

$$1,257 \geq 1,25;$$

Условия выполняются, следовательно, сооружение удовлетворяет условию прочности и надежности. Плотина устойчива.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

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

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

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС**

#### **7.2.1 Общие положения**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

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

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

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

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

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

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

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

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

## 7.2.2 Охрана труда ГЭС

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

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

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

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;
- инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

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



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

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

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

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

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

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

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

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

### **7.2.3 Ответственность**

Руководители (работодатели и другие должностные лица) и работники несут в соответствии с Законодательством РФ дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

## **7.3 Пожарная безопасность**

### **7.3.1 Ответственность за состояние пожарной безопасности**

1. Ответственность за противопожарное состояние объектов ГЭС возлагается на первого заместителя директора - главного инженера.

2. Руководители служб, отделов, групп несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений, оборудования, за сохранность и готовность к работе закрепленных за ними первичных средств пожаротушения.

3. Каждый работник лично отвечает за соблюдение им правил и инструкций по пожарной безопасности на своем рабочем месте и в других местах его пребывания на территории.

4. Ответственность за пожарную безопасность помещений при их аренде (обязательно должно быть оговорено в договоре) несет организация – Арендатор.

5. Лица, виновные в нарушении данной инструкции, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

### **7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- 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.

### **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 вентиляей.

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.

#### **7.3.4 Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям**

1. Территория должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев и пр. Горючие отходы, мусор ежедневно собираются в контейнеры и по мере их наполнения вывозятся. На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей территории на расстоянии ближе 100 м. Запрещается сжигание мусора на территории с разведением костров для этой цели.

2. Подъезды к пожарным гидрантам, гребенкам, пирсу, подступы к пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время очищаться от снега и льда. На период закрытия дорог или проездов, в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

3. Не допускается использование территории под складирование материалов, оборудования и тары, стоянку транспорта и строительства (установки) зданий и сооружений, металлических вагончиков, шкафов без согласования с соответствующими службами и без соблюдения нормативно требуемых противопожарных разрывов

#### **7.3.5 Содержание зданий, сооружений, помещений**

1. В зданиях, помещениях и сооружениях не допускается:

1.1. Использовать чердаки, технические этажи, венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов.

1.2. Проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других ЛВЖ и ГЖ.

1.3. Производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

1.4. Оставлять неубранными горючие отходы, промасленный обтирочный материал.

1.5. Устраивать в зданиях антресоли, конторки и другие встроенные помещения из горючих материалов.

1.6. Хранение и применение в подвалах и цокольных этажах ЛВЖ и ГЖ, баллонов с газами и других взрывопожароопасных веществ и материалов.

2. Окна чердаков, технических этажей и подвалов должны быть остеклены, а их двери содержаться в закрытом состоянии. На всех дверях,

имеющих врезные или навесные замки должно быть указано место хранения ключей, доступное для получения их в любое время суток.

3. В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями, образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

4. Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшение огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

5. Наружные пожарные лестницы и ограждения на крышах (покрытиях) зданий должны содержаться в исправном состоянии, не реже один раз в 5 лет необходимо проводить эксплуатационные испытания с составлением акта испытаний.

6. Не разрешается проводить работы на оборудовании с неисправностями, которые могут привести к пожару.

7. Противопожарные системы и установки (средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и т.п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

8. Спецдежда лиц, работающих с красками, растворителями, мастиками и другими ЛВЖ и ГЖ, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. В карманах спецдежды оставлять промасленные тряпки и обтирочные материалы запрещается.

9. Перепланировка помещений, изменение их функционального назначения или установка нового технологического оборудования должна проводиться только по утвержденному проекту.

10. На путях эвакуации из зданий, технологических помещений, кабельных коридоров и туннелей должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть выполнены указатели для выхода персонала. Двери в перегородках между отсеками кабельных галерей, кабельных полуэтажей, на выходах из помещений должны быть самозакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

11. Не допускается:

11.1. Загромождать проходы, коридоры, лестничные площадки, марши лестниц и люки мебелью, шкафами, оборудованием и другими предметами (минимальная ширина проходов в помещениях должна быть не менее 1 метра), а также забивать двери эвакуационных выходов.

11.2. Пользоваться лифтами для эвакуации людей в случае возникновения пожара.

11.2. Устраивать в лестничных клетках и коридорах кладовые (чуланы), а также хранить под маршами лестниц и на их площадках вещи, мебель и другие горючие материалы.

11.3. Фиксировать самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, холлов и тамбуров в открытом положении, а также снимать их.

11.4. Устраивать в тамбурах (в том числе временное) любого инвентаря и материалов.

11.5. Устраивать на путях эвакуации пороги, турникеты, раздвижные, подъемные и вращающиеся двери и другие устройства, препятствующие свободной эвакуации людей.

11.6. Применять на путях эвакуации горючие материалы для отделки, облицовки, окраски стен и потолков, а в лестничных клетках - также ступеней и площадок.

12. Для каждой мастерской, участка, лаборатории, склада и т.п. лицами ответственными за пожарную безопасность этих помещений должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке инструкции о мерах пожарной безопасности.

#### **7.4 Охрана природы**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];

- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [58];
- Другие нормативные документы РФ.

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

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

#### **7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;



- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **7.4.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

### **7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению и лесочистке.

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

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Иртыш невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

## 8 Техничко-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Главными показателями (товаром) ГЭС являются электроэнергия и мощность, они взаимосвязаны между собой балансами мощности и энергии энергосистемы.

Мощность вырабатываемая станцией равна установленной мощности ГЭС, и реализуется на рынке в зависимости от тарифной ставки для заданного региона по «Единым сценарным условиям» ПАО «РусГидро».

$$N_{\text{уст}} = 235 \text{ МВт.}$$

Энергия, вырабатываемая станцией определяется как произведение мощности на количество часов в сутках.

$$E = N_{\text{уст}} \cdot 24\text{ч} = 235 \cdot 24 = 5640 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (8.1)$$

Оценка объемов продаж указана в таблице 8.1.

Таблица 8.1— Оценка объемов продаж электроэнергии

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	235,00	235,00	235,00	235,00
Число часов использования установленной мощности	5 500,00	5 500,00	5 500,00	5 500,00
Выработка электроэнергии, МВт*ч	107 745,00	107 745,00	107 745,00	107 745,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	1 077,45	1 077,45	1 077,45	1 077,45
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	106 667,55	106 667,55	106 667,55	106 667,55
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	12 504,00	12 924,00	13 320,00	13 716,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	111 147,6	114 880,9	118 400,9	121 921,1
НДС к выручке, тыс.руб.	16 954,7	17 524,2	18 061,2	18 598,2

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. 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.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 72 месяцев.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2. Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	59992,4
Прочие расходы	274	64411,9
Итого	-	124404,4

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов.

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

Таблице 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина	%
От 1 до 5 лет	0,06	
От 6 до 15 лет	0,09	
От 16 до 25	0,14	
Свыше 25 лет	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, тыс.руб.
ОАО "СО ЕЭС" (Единая Энергосистема)	135,38 тыс.руб./МВт	31825,1
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	851,6
ОАО «ЦФР» (центр)	0,000318	246,9

финансовых расчетов)	тыс.руб./МВт*ч	
Продолжение таблицы 8.4		
Итого		32923,6

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 2021-2025 год приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	25,343	25,385	25,385	25,385	25,385
Расходы на страхование	5,976	5,732	5,488	5,245	5,001
Эксплуатационные затраты	124,4	124,404	124,404	124,404	124,404
Расходы на ремонт производственных фондов	4,482	6,449	6,175	5,900	5,626
Расходы на услуги регулирующих компаний	32,923	34,557	34,698	34,698	34,698
Налог на воду	3,153	9,029	9,745	9,745	9,745
Итого	196,283	205,558	205,898	205,380	204,862

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.2.

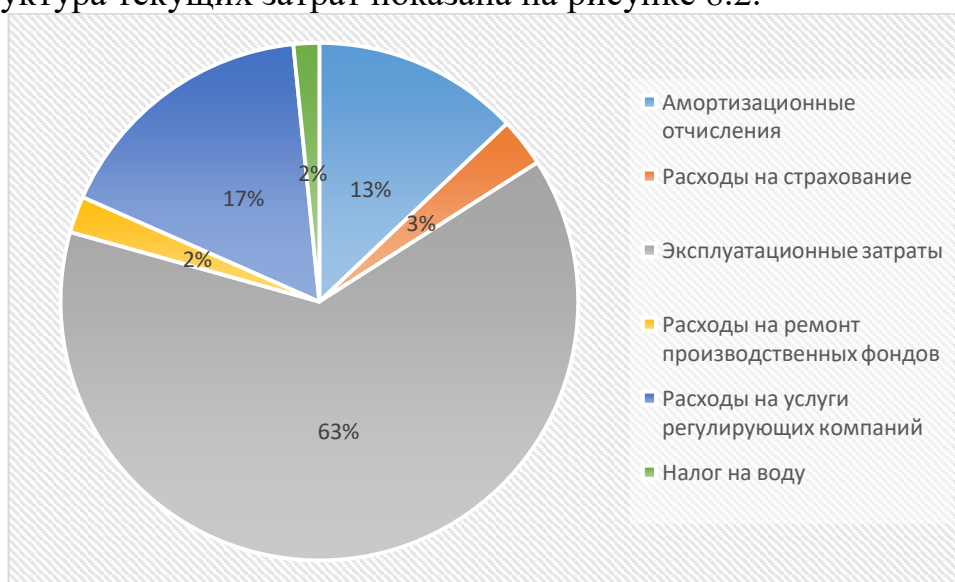


Рисунок 8.2- Структура текущих затрат, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Кизирской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

В Федеральный бюджет перечисляются следующие налоги - налог на добавленную стоимость, налог на прибыль, взносы в социальные фонды. В региональный бюджет (бюджет субъекта федерации) перечисляется налог на имущество предприятия.

При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности Кизирской ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт\*ч –4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.2

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	109,97	353,55	414,36	460,91	511,75
НДС, млн.руб.	91,54	318,83	353,62	364,75	374,98
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Налог на имущество, млн.руб.	14,00	13,31	12,74	12,18	11,62
Итого	216,51	686,70	781,73	838,85	899,36

млн.руб.

Налоговые выплаты в Федеральный бюджет представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	2042579	3195766	7637301	216512884	686702126
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1010400	1007520	1007520	205667998	682420895
В региональный бюджет, млн. руб.	1032179	2188246	6629781	13997978	13310538

#### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Отчет о прибылях и убытках является основной формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта. Структура отчета позволяет определить такие показатели как: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль. Ставка налога на прибыль принимается 20%.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.8 и представлены на рисунке 8.3.

Таблица 8.8. – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Выручка (нетто), млн.руб.	741,6	1820,4	1969,4	2031,6	2087,9
Текущие расходы, млн.руб.	196,3	205,6	205,9	205,4	204,9
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	545,3	1614,9	1763,5	1826,2	1883,0
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	545,3	1614,9	1763,5	1826,2	1883,0
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	9,1	26,9	29,4	30,4	31,4
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	536,2	1588,0	1734,1	1795,7	1851,7
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.3.

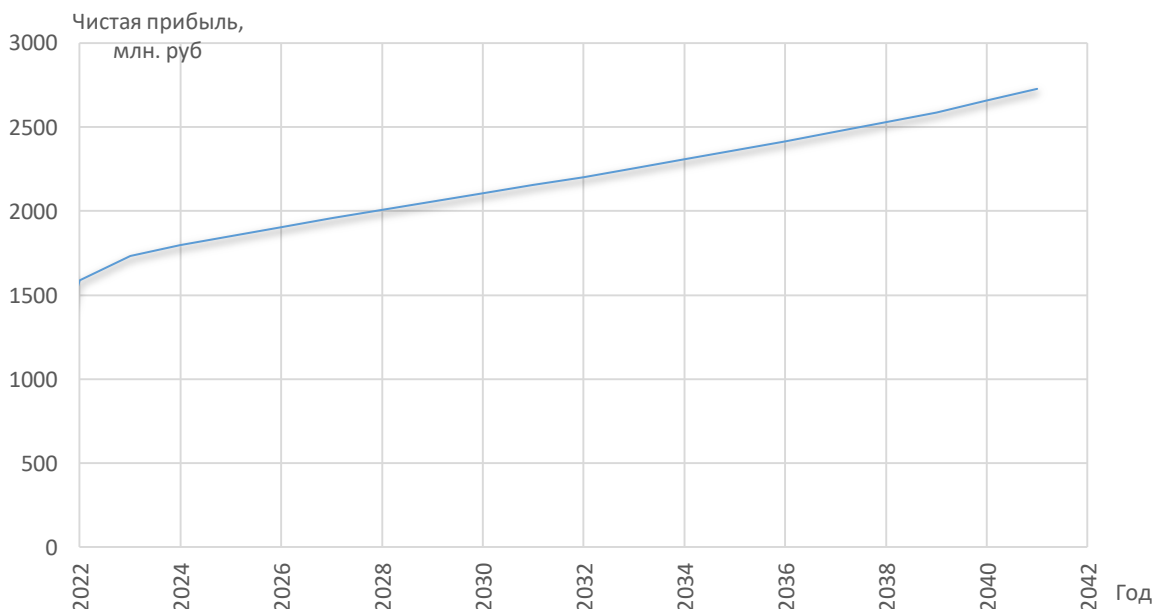


Рисунок 8.3- Динамика чистой прибыли, млн. руб.

## 8.5 Коммерческая эффективность



Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Показатели эффективности реализации проекта строительства Кизирской ГЭС

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	72
Чистый приведенный доход - NPV, млн. руб.	7 854,87
Индекс прибыльности - PI	1,94
Себестоимость руб./кВт*ч	0,10
Удельные капиталовложения, руб./кВт	84126,45

### 8.6 Анализ чувствительности

Проект реагирует на изменения ставки налогов, объема инвестиций и объема сбыта. Проект подвержен рискам:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

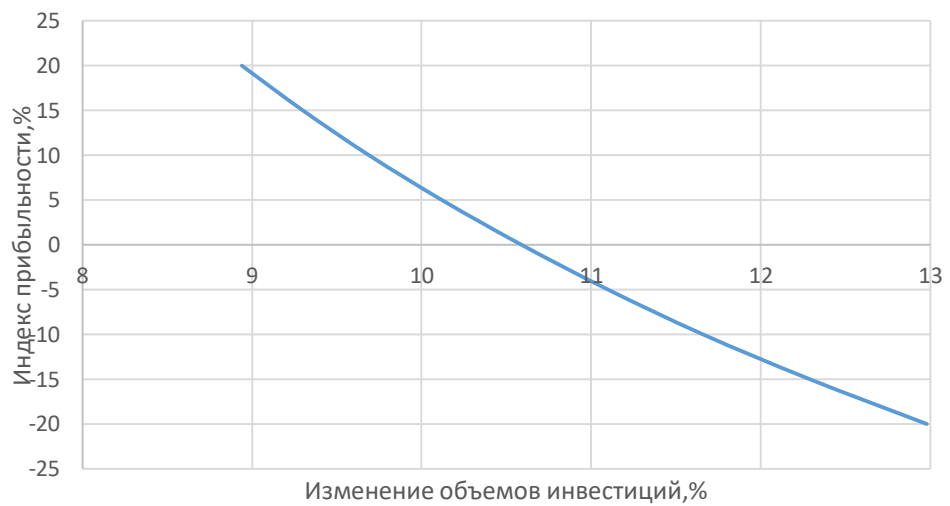
Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и цена сбыта.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI.



**Рисунок 8.4 - Зависимость PI от ставки налогов**

По данному графику видно, что увеличение ставки налога влияет на снижение чистой приведенной стоимости.



**Рисунок 8.5 - Зависимость PI от объема инвестиций**

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



Рисунок 8.6 - Зависимость PI от цены сбыта

По данному графику видно, что при увеличении цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

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

## 9 Микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит

### 9.1 Микропроцессорные комплексы РЗА

Цифровые защиты генератора предназначены для защиты генераторов, в том числе и работающих на сборные шины мощностью до 100 МВт, трансформаторов и блоков генератортрансформатор мощностью до 1200 МВт. Необходимые для защиты определенного объекта защитные функции могут выбираться из библиотеки программ микропроцессорного терминала с помощью персонального компьютера. Перечень защитных функций:

- продольная токовая дифференциальная защита генератора,  $I \Delta G$ ;
- дифференциальная защита трансформатора,  $I \Delta T$  или блока генератортрансформатор,  $I \Delta GT$ ;
- токовая защита трансформатора,  $IT >$ ;
- максимальная токовая защита,  $I >$ ;
- защита от несимметричных перегрузок,  $I2$ ;
- защита от симметричных перегрузок,  $I1$ ;
- защита ротора от перегрузок,  $IP$ ;
- измерительные органы максимального (ИО  $I >$ ) и минимального (ИО  $I <$ ) тока;
- защита от повышения напряжения генератора,  $UG >$ ;
- измерительные органы максимального (ИО  $U >$ ) и минимального (ИО  $U <$ ) напряжения ;
- устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока, КИН;
- поперечная токовая дифференциальная защита генератора,  $I \Delta >$ ;
- защита от асинхронного режима,  $\Phi <, \Phi U, \Phi Z$ ;
- резервная дистанционная защита от междуфазных повреждений,  $Z <$ ;
- защита обратной мощности,  $P$ ;
- защита от изменения частоты,  $F <$ ;
- защита от перевозбуждения,  $U/F$ ;
- защита ротора от замыкания на землю  $Re <$ ;
- защиты генератора от замыканий на землю обмотки статора,  $UN (UO), IN(F25), IN >, UN(F25), UN (100), Se (F25)$ ;
- резервная защита блока нулевой последовательности от замыканий на землю,  $IO(UO)$ ;
- УРОВ генератора;
- направленная токовая защита обратной последовательности,  $M2$ ;
- устройство контроля синхронизма,  $КС$ ;
- защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора, КИВ.

### 9.2 Исполнение

Внешний интерфейс человек-машина обеспечивает простоту подключения терминала и его конфигурирование. При этом могут задаваться следующие основные параметры:

- привязка аналоговых входов защитных функций к датчикам тока и напряжения терминала;
- уставки срабатывания защитных функций;
- логика действия. Обеспечивается возможность логического преобразования дискретных сигналов: – комбинирование любых дискретных сигналов для выполнения логических функций —ИЛИ, —И, —Запрет, выдержки времени, триггера, счетчика;
- блокировка каждой защитной функции от любого другого сигнала;
- подключение выхода любой защитной или логической функции к выходным реле и светодиодным индикаторам через программируемую матрицу.

Через встроенную клавиатуру и дисплей терминала, имеется возможность изменять уставки защит, выдержки времени, «матрицу отключения» и другие параметры. Наличие каналов передачи данных обеспечивает возможность передачи информации о состоянии терминала в систему верхнего уровня, в том числе и данных о регистрации аномальных режимов (осциллографирование). Выход для связи терминала с ПК выполняется гальванически развязанным и обеспечивает передачу через порт USB (Ethernet). Терминал оборудован системой автоматического тестового контроля, служащей для проверки работоспособности основных узлов и блоков.

### **9.3 Настройки**

В терминале обеспечивается возможность индикации значений однофазного напряжения, тока, частоты, активной и реактивной мощностей с отображением указанных значений на экране монитора локального интерфейса человек-машина или на дисплее терминала.

Регистратор событий обеспечивает запись изменения состояний любых логических сигналов, выбираемых из любой доступной защитной или логической функции терминала.

Емкость буфера памяти регистратора событий позволяет запомнить до 7500 событий по времени с точностью 0,001 с. При переполнении буфера новая информация записывается на место самой старой по времени записи информации.

Осциллограф: Предусмотрена возможность пуска терминала на запись аварийного процесса (осциллографирование) при появлении или исчезновении любых из 512 логических сигналов, выбираемых из любой доступной защитной или логической функции терминала. Пуск режима записи аварийного процесса производится при длительности пускового импульса не менее 0,01 с.

Предусмотрена возможность выбора для одновременного осциллографирования всех аналоговых и до 512 логических сигналов.

Длительность записи аналоговой и дискретной информации определяется временем существования аварийного режима и уставками по времени записи предаварийного и послеаварийного режима. Уставка по длительности записи предаварийного режима задается в диапазоне от 0,2 до 5,0 с. Длительность аварийной записи составляет не менее 5,0 с. Минимальная длительность записи осциллограммы не менее 0,9 с.

Количество регистрируемых аварийных процессов не менее 10. Максимальное количество задается в уставках и зависит от объема карты памяти. Общая длительность записи не менее 150 с при 22 аналоговых и 128 дискретных осциллографируемых сигналах. Запись осциллограмм производится на встроенную в устройство карту памяти типа CompactFlash™. Запись осуществляется по «кольцу»: при недостатке на карте места для записи очередной осциллограммы стираются самые старые осциллограммы.

Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК и комплекса программ EKRASMS-SP. Описание программы анализа осциллограмм RecViewer приведено в руководстве оператора ЭКРА.00005-0X 90 01, а системы мониторинга АРМ-релейщика – в руководстве оператора ЭКРА.00006-0X 34 01.

## **9.4 Уточненные расчеты отдельных защит**

### **9.4.1 Характеристики продольной дифференциальной защиты генератора, I Δ G**

Защита выполняется трехфазной и подключается к двум группам трансформаторов тока.

В защите предусмотрено согласование вторичных номинальных токов генератора и защиты в отношении от 0,5 до 1,0.

Защита выполняется с токозависимой характеристикой с уставкой по начальному дифференциальному току срабатывания  $I_{ср.0}$ , регулируемой в диапазоне от 0,1 до 0,8 с шагом 0,01.

Основная погрешность защиты по начальному току срабатывания не превышает 5 %.

Характеристика срабатывания защиты имеет наклон, определяемый коэффициентом торможения  $K_T$ . Начало наклона определяется уставкой начального торможения  $I_{нт}$ . При токе  $I_t \geq B$  (граница излома характеристики) производится переключение характеристики:

если  $I_1 \geq B$  и  $I_2 \geq B$  защита блокируется, при условии  $I_1 < B$  или  $I_2 < B$  наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

Уставка по коэффициенту  $K_T$  регулируется в диапазоне от 0,2 до 0,95 с шагом 0,05.

Средняя основная погрешность по коэффициенту торможения не превышает 15 %.

Уставка по коэффициенту —  $V_{\parallel}$  регулируется в диапазоне от 1,0 до 6,0 с шагом 0,1.

Уставка начального торможения регулируется в диапазоне от 0,1 до 6,0 с шагом 0,01.

В защите предусмотрено подключение к третьей группе для ввода тока цепи выпрямительного трансформатора системы тиристорного самовозбуждения, если этот трансформатор подключен к выводам генератора. В такой схеме не требуется выполнять специальное согласование действия защиты с работой предохранителей в системе возбуждения.

Время срабатывания защиты при двукратном и более токе срабатывания не превышает 0,03 сек.

Защита не работает при внешних КЗ и при асинхронном ходе генератора. В защите обеспечена отстройка от нерасчетных значений тока небаланса при сквозных токах меньше  $V$ , с большой апериодической составляющей (например, при включении генератора на параллельную работу).

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, в защите предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания  $I_{отс}$ , регулируемым в диапазоне от 5,0 до 12,0 с шагом 0,1.

Защита правильно функционирует при коротком замыкании в зоне действия:

- При токе повреждения более начального тока срабатывания и до  $40 \cdot I_{НОМ}$  при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %;

- При токе повреждения более тока срабатывания дифференциальной отсечки и до  $40 \cdot I_{НОМ}$  при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку до 50 %.

Дополнительная погрешность начального тока срабатывания защиты в рабочем диапазоне температур не превышает 15 % (по абсолютному значению) от значений параметров срабатывания, измеренных при нормальной температуре.

Дополнительная погрешность начального тока срабатывания защиты в расширенном диапазоне частот не превышает:

- 7 % при изменении частоты в диапазоне частот от 3 Гц до 45 Гц;
- 10 % при изменении частоты в диапазоне частот от 55 Гц до 9.

#### **9.4.2 Характеристики токовой защиты трансформатора, $I_T >$**

Защита выполняется трехфазной и включается на фазный ток со стороны высшего напряжения трансформатора. Основное назначение функции –

выполнение защиты выпрямительного трансформатора системы тиристорного возбуждения.

Уставка по току срабатывания  $I_{ср}$  регулируется в диапазоне от 0,2 до 2,4 с шагом 0,01.

Основная погрешность по току срабатывания не более  $\pm 5\%$ .

Время срабатывания защиты при двукратном и более токе по отношению к току срабатывания не более 0,03 с.

Защита на всех уставках по току срабатывания отстроена от бросков тока намагничивания трансформатора:

- апериодических бросков с амплитудой до  $6\sqrt{2} I_{НОМ}$ ,
- периодических - с амплитудой до  $2,5\sqrt{2} I_{НОМ}$ .

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в защите предусмотрена отсечка с током срабатывания  $I_{отс.}$ , регулируемым в диапазоне от 6,0 до 12,0 с шагом 0,1. Токовая отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке.

Защита правильно функционирует при КЗ:

- при токе повреждения более тока срабатывания  $I_{ср}$  и до  $40 I_{НОМ}$  при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванных их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %;

- при токе повреждения более тока срабатывания  $I_{отс.}$  до  $40 I_{НОМ}$  при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванных их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.

Дополнительная погрешность по току срабатывания в рабочем диапазоне температур не превышает 10 % относительно значений, измеренных при нормальной температуре.

Дополнительная погрешность по току срабатывания защиты в расширенном диапазоне частот не превышает:

- 7 % при изменении частоты в диапазоне частот от 3 Гц до 45 Гц;
- 10% при изменении частоты в диапазоне частот от 55 Гц до 95 Гц.

#### **9.4.3 Характеристики защиты от замыканий на землю обмотки статора блока генератор-трансформатор, $U_N (U_0)$**

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

- орган напряжения основной составляющей напряжения нулевой последовательности ( $U_0$ ), обеспечивающий защиту (85 – 95) % витков обмотки статора со стороны фазных выводов;
- орган напряжения обратной последовательности ( $U_2$ ) для блокировки защиты при внешних КЗ;



- орган напряжения третьей гармоники с торможением ( $U_{03}$ ), обеспечивающий защиту до 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Орган  $U_0$  включается на напряжение нейтрали генератора относительно земли ( $U_N$ ) (при наличии ТН в нейтрали генератора) или на напряжение  $3 \cdot U_0$  ТН линейных выводов генератора (если ТН в нейтрали не установлен).

Орган  $U_2$  включается на линейные напряжения на выводах генератора.

Орган  $U_{03}$  включается на напряжения нулевой последовательности на выводах генератора ( $U$ ) и в его нейтрали ( $U_N$ ). При этом, орган  $U_{03}$  реагирует только на отношение абсолютных значений третьей гармоники указанных напряжений, в соответствии с условием срабатывания защиты:

$$U_{РАБ} \geq U_{ТОРМ} \cdot K_T, \quad (9.1)$$

где  $U_{РАБ}$  – рабочее напряжение, равно: 
$$U_{РАБ} = U_N + U_{\Delta}, \quad (9.1)$$

$U_{ТОРМ}$  – тормозное напряжение, равно: 
$$U_{ТОРМ} = U_N, \quad (9.2)$$

где  $K_T$  – коэффициент торможения.

Орган  $U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В с шагом 0,1 В.

Орган  $U_2$  имеет уставку срабатывания по фазному напряжению обратной последовательности, регулируемую в диапазоне от 2 до 10 В с шагом 0,1 В.

Класс точности органов  $U_0$  и  $U_2$  равен 5. Коэффициент возврата не менее 0,9.

Рабочий диапазон входных напряжений третьей гармоники органа  $U_{03}$  составляет (0,2 – 7,0) В.

Орган  $U_{03}$  имеет уставку по коэффициенту торможения  $K_T$ , регулируемую в пределах от 1,0 до 3,0 с шагом 0,1 в рабочем диапазоне входных напряжений третьей гармоники.

Напряжение срабатывания органов  $U_0$  и  $U_2$  на частотах  $3 \cdot F_{НОМ}$  и выше увеличивается не менее чем в 8 раз, по сравнению с напряжением срабатывания на номинальной частоте.

При подаче на вход защиты симметричной системы напряжений прямой последовательности номинальной частоты напряжение небаланса на выходе фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП) органа  $U_2$  составляет не более 2,5 % от величины этого напряжения при подаче на входы защиты симметричной системы напряжений обратной последовательности такой же величины.

При подаче на входы защиты симметричной системы напряжений прямой последовательности и изменении частоты на  $\pm 6$  % от номинальной

напряжение небаланса на выходе ФНОП органа  $U_2$  составляет не более 3,5 % от величины напряжения на выходе ФНОП при подаче на входы защиты симметричной системы напряжений обратной последовательности номинальной частоты.

При изменении рабочего напряжения третьей гармоники в 5 раз изменение коэффициента торможения не превышает  $\pm 10$  % от его значения при рабочем напряжении, принятом за исходную величину.

Коэффициент возврата органа  $U_{03}$  не ниже 0,8.

Орган  $U_{03}$  при максимальной чувствительности рабочей цепи и отсутствии тормозного сигнала  $U_{ТОРМ}$  не срабатывает ложно при подаче на вход рабочей цепи напряжения  $U_{РАБ}$  основной частоты до 2,5 В.

Дополнительная погрешность параметров срабатывания органов  $U_0$ ,  $U_2$  и  $U_{03}$  в диапазоне рабочих температур не превышает  $\pm 10$  % относительно значений, измеренных при нормальной температуре

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Кизирской ГЭС высотой 60 метров на реке Кизир, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основной обеспеченностью: 0,1%, поверочного 0,01% обеспеченности:  $Q_{0,1\%} = 1396 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 1503 \text{ м}^3/\text{с}$ . В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Кизирской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 235 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 426,1 м. Полезный объем составляет 2,73 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,62 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный  $H_{\max} = 58,40 \text{ м}$ ;

расчетный  $H_{\text{расч}} = 52,10 \text{ м}$ ;

минимальный  $H_{\min} = 43,40 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{\max}$ , соответствующий расчетному напору, составляет  $690 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ70-В и ПЛД70-В60° с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 4,75 м (ПЛ70-В).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 850/190-40 с номинальной активной мощностью 90 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-110кВ – «две рабочие системы сборных шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/110- У1, трансформаторы собственных нужд ТМН 1600/35/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32 (один провод в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 45 м;
- стационарная бетонная плотина – 63 м;
- глухая правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива – 436,5 м;
- отметка гребня бычка – 442,1 м;
- отметка подошвы плотины – 381 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 40 м;
- количество водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 18 м;
- ширина сооружения по гребню – 40 м;
- высота сооружения – 60 м;
- толщина бычка – 3 м;
- протяженность бетонной плотины в створе – 314 м.

В качестве гасителя энергии потока был выбран отлёт струи:

- отметка носка – 386,4 м;
- угол отлёта струи – 30°;
- дальность отброса струи – 71,08 м.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 41,3 метра относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 24,8 метров относительно подошвы сооружения.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции (шириной 11 метров) 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 1,257 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Кизирского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- стоимость строительства гидроузла – 4,5 млрд. руб.;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,10 руб/кВт·ч.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 42 с.
3. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
4. ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
5. ГОСТ 1516.1 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «Консультант плюс». 60 с. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
6. ГОСТ 2.722-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
7. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.
8. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 6 с.
9. 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.
10. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва: Стандартиформ, 2011. – 12с.
11. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
12. ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000В. Общие технические условия. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
13. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.

14. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
15. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041гг – Введ. 08.02.2016 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с
16. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
17. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 55 с.
18. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>
19. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>
20. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>
21. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>
22. Каталог «Провод алюминиевый изолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <https://e-kc.ru/>
23. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
24. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.
26. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007 – 232 с.
27. Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
28. Научно- исследовательская работа. Оценка работы вакуумных выключателей / В.П. Куклин, Московский энергетический институт, 2008. – 9 с.
29. Научно- исследовательская работа. Сравнение вакуумных выключателей / Д.А. Рябченко, Новосибирский государственный технический университет, 2008. – 9 с.

30. 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.

31. 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>

32. 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>

33. 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>.

34. 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>

35. 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>.

36. 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>

37. 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>

38. 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>

39. 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>

40. 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> .

41. Параметры электрооборудования и режимы работы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 180 с.

42. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 368 с.



43. Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
44. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
45. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
46. 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> .
47. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012 – 80 с.
48. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
49. 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.
50. 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.
51. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
52. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
53. 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.
54. 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.
55. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.. - Введ. 01.01.2007. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 59 с.
56. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2015-2016 гг // Справочная правовая

система «Консультант плюс». – [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

57. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионова. – 3-е изд. – Энергоатом издат, 1986. - 464 с.

58. 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>

59. 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.

60. Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

61. Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

62. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб.пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко.- 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. Ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009.- 232с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кизир за период 1932-1981 гг.

Расходы в метрах кубических на секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>г</sub>	Q <sub>м</sub>	Q <sub>п</sub>
1932	28	24	21	134	387	611	285	264	226	206	132	41	197	21	611
1933	32	29	24	134	373	616	358	336	287	243	158	42	219	24	616
1934	28	27	28	100	546	861	275	252	298	215	107	44	232	27	861
1935	26	22	19	92	481	374	310	311	267	193	101	35	186	19	481
1936	28	22	18	70	622	579	271	272	180	187	89	41	198	18	622
1937	32	31	28	100	431	688	467	368	296	221	110	45	235	28	688
1938	30	24	21	229	694	476	332	355	286	266	133	45	241	21	694
1939	30	33	30	214	667	807	447	357	341	254	145	59	282	30	807
1940	23	17	14	128	567	423	380	289	236	167	99	34	198	14	567
1941	32	28	28	104	466	453	318	251	268	204	101	48	192	28	466
1942	31	27	23	90	689	737	397	362	283	204	115	39	250	23	737
1943	24	21	18	135	463	477	359	299	223	179	88	38	194	18	477
1944	22	18	18	103	433	375	224	198	197	148	64	33	153	18	433
1945	27	18	16	181	487	454	282	309	280	204	78	40	198	16	487
1946	28	23	20	94	371	292	209	217	197	154	81	44	144	20	371
1947	28	23	19	208	431	473	319	316	344	236	99	37	211	19	473
1948	27	25	24	113	562	352	247	288	312	194	78	45	189	24	562
1949	35	31	23	207	634	901	467	384	337	254	141	48	289	23	901
1950	31	31	27	82	510	399	326	307	297	199	96	42	196	27	510
1951	29	25	21	79	594	517	258	228	291	199	81	41	197	21	594
1952	27	26	22	87	682	478	259	284	259	175	87	35	202	22	682
1953	35	34	27	163	537	934	475	352	287	241	96	52	269	27	934
1954	27	20	18	67	553	431	283	279	216	152	62	38	179	18	553
1955	24	17	16	84	343	513	380	329	270	183	110	34	192	16	513
1956	26	21	17	88	560	894	322	270	262	235	92	32	235	17	894
1957	38	20	14	82	497	457	286	242	282	202	92	34	187	14	497
1958	28	24	19	86	409	495	221	243	288	197	95	38	179	19	495
1959	23	20	18	98	502	546	306	261	201	147	61	39	185	18	546
1960	29	25	24	101	501	616	337	235	239	164	59	45	198	24	616
1961	31	31	27	195	512	494	344	364	337	186	66	41	219	27	512
1962	30	29	30	141	545	537	331	275	269	201	104	44	211	29	545
1963	44	32	30	104	626	432	315	246	197	163	86	51	194	30	626
1964	32	26	20	96	446	476	313	248	221	161	78	37	180	20	476
1965	37	38	37	151	281	327	228	220	246	153	72	45	153	37	327
1966	34	29	29	113	633	411	62	237	272	188	109	45	180	29	633
1967	30	25	35	180	697	861	376	357	228	159	72	47	256	25	861
1968	39	28	31	193	583	412	327	358	253	169	72	51	210	28	583
1969	25	20	19	140	472	781	226	244	222	148	44	42	199	19	781
1970	35	13	6	166	658	589	217	229	219	164	101	40	203	6	658
1971	31	30	32	158	597	568	316	305	228	188	82	41	215	30	597
1972	30	29	27	221	814	734	494	346	236	187	145	38	275	27	814
1973	23	21	26	110	477	481	366	259	222	143	59	31	185	21	481
1974	14	15	14	207	599	731	340	282	237	168	103	38	229	14	731
1975	22	32	22	155	500	914	217	192	195	164	101	41	213	22	914
1976	31	23	20	117	602	570	280	237	237	171	100	49	203	20	602
1977	24	15	13	147	448	373	268	281	177	128	80	43	166	13	448



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	Q <sub>ср. год</sub>	Год	Q <sub>ср. паводок</sub>	Год	Q <sub>ср. межень</sub>	p, %
1949	288,5	1949	544,6	1939	109,3	2,0
1939	282,0	1972	524,8	1938	106,9	3,9
1972	275,1	1939	523,8	1949	105,6	5,9
1953	269,4	1953	517,0	1972	96,7	7,8
1967	255,6	1967	503,8	1981	95,4	9,8
1942	249,8	1942	493,6	1933	94,6	11,8
1938	240,9	1956	461,6	1947	92,9	13,7
1956	234,9	1937	450,0	1953	92,6	15,7
1937	234,8	1934	446,4	1932	83,7	17,6
1934	231,8	1974	437,8	1968	83,3	19,6
1974	229,0	1938	428,6	1962	82,7	21,6
1981	224,5	1961	410,2	1961	82,4	23,5
1933	219,3	1981	405,2	1937	81,0	25,5
1961	219,0	1975	403,6	1945	80,6	27,5
1971	214,7	1971	402,8	1971	80,3	29,4
1975	212,9	1933	394	1974	79,9	31,4
1962	211,3	1978	393,8	1934	78,4	33,3
1947	211,1	1952	392,4	1967	78,3	35,3
1968	209,7	1962	391,4	1966	78,1	37,3
1978	206,9	1969	389,0	1941	77,9	39,2
1970	203,1	1968	386,6	1975	76,7	41,2
1976	203,1	1960	385,6	1965	76,1	43,1
1952	201,8	1976	385,2	1942	75,6	45,1
1969	198,6	1936	384,4	1970	75,0	47,1
1936	198,1	1970	382,4	1978	73,4	49,0
1940	198,1	1940	379	1980	73,1	51,0
1945	198,0	1951	377,6	1956	73,0	52,9
1960	197,9	1947	376,6	1976	73,0	54,9
1951	196,9	1950	367,8	1963	72,9	56,9
1932	196,6	1955	367,0	1950	72,6	58,8
1950	195,6	1943	364,2	1948	72,3	60,8
1963	193,8	1959	363,2	1943	71,9	62,7
1943	193,7	1963	363,2	1935	69,7	64,7
1955	191,9	1945	362,4	1958	69,6	66,7
1941	191,8	1973	361,0	1940	68,9	68,6
1948	188,9	1932	354,6	1957	68,9	70,6
1957	187,2	1957	352,8	1951	67,9	72,5
1935	185,9	1954	352,4	1955	66,9	74,5
1959	185,2	1948	352,2	1952	65,6	76,5

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Год	Q <sub>ср. год</sub>	Год	Q <sub>ср. паводок</sub>	Год	Q <sub>ср. межень</sub>	p, %
1973	184,8	1941	351,2	1936	65,0	78,4
1980	183,1	1935	348,6	1964	64,3	80,4
1966	180,2	1964	340,8	1977	64,3	82,4
1964	179,5	1980	337,0	1960	63,9	84,3
1954	178,8	1979	335,4	1946	63,4	86,3
1958	178,6	1958	331,2	1969	62,6	88,2
1979	168,2	1966	323,0	1973	59,0	90,2
1977	166,4	1977	309,4	1944	58,0	92,2
1965	152,9	1944	285,4	1959	58,0	94,1
1944	152,8	1965	260,4	1954	54,9	96,1
1946	144,2	1946	257,2	1979	48,7	98,0

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

М	Расход, м <sup>3</sup> /с					V <sub>t</sub> , км <sup>3</sup>		
	П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
11	92	100	14	106	107,5	0,0	8,13	8,1
12	33	100	422	455	457,0	1,1	8,1	7,1
1	21	100	494	515	517,0	1,3	7,0	5,9
2	15	100	122	137	138,6	0,3	5,6	5,7
3	12	100	86	98	100,0	0,2	5,3	5,5
4	95	142	45	140	142,0	0,1	5,1	5,4
5	480	142	-340	140	142,0	-0,9	5,0	6,3
6	402	142	-262	140	142,0	-0,7	5,9	6,9
7	318	142	-178	140	142,0	-0,5	6,6	7,4
8	259	142	-119	140	142,0	-0,3	7,1	7,7
9	225	142	-85	140	142,0	-0,2	7,4	8,0
10	159	100	-61	98	100,0	-0,2	7,6	8,13

Продолжение таблицы Б.2

M <sup>(1)</sup>	Отметка, м				H <sub>t</sub> , м	N <sub>t</sub> , МВт
	ВБ			НБ		
	начальная	конечная	средняя			
11	440,00	439,81	440,0	381,3	58,0	49,4
12	439,8	434,18	437,4	382,1	54,6	198,8
1	434,2	427,54	432,0	382,3	49,0	198,8
2	427,5	426,07	428,4	381,3	46,4	49,4
3	426,1	424,96	427,3	381,3	45,3	39,5
4	425,0	424,38	426,4	381,4	44,3	55,2
5	424,4	428,92	428,4	381,4	46,3	57,7



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ60-В, ПЛД60-В60°

Параметры	ПЛ60-В				ПЛД60-В60°		
	3,55	3,75	4	4,75	3,55	3,75	4
D <sub>1</sub> , м	3,55	3,75	4	4,75	3,55	3,75	4
η <sub>г</sub>	0,923	0,924	0,925	0,926	0,930	0,930	0,931
N' <sub>а</sub> , МВт	64,22	71,70	81,63	115,30	64,67	72,20	82,20
n, ШТ	3,16	2,83	2,49	1,76	3,14	2,81	2,47
n <sub>окр</sub> , ШТ	4	3	3	2	4	3	3
N <sub>1га.</sub> МВт	50,8	67,7	67,7	101,5	50,8	67,7	67,7
ΔP	1,046	1,046	1,047	1,049	1,053	1,054	1,054
n* <sub>синх</sub> , об/мин	240,3	227,5	213,4	179,8	241,1	228,3	214,1
n <sub>синх</sub> , об/мин	250	230,8	214,3	187,5	250	230,8	214,3
n' <sub>р</sub> , об/мин	132,2	128,9	127,6	132,5	131,7	128,4	127,2
n' <sub>min</sub> , об/мин	120,7	117,7	116,5	120,9	120,3	117,3	116,1
n' <sub>max</sub> , об/мин	113,6	110,7	109,6	113,8	113,2	110,3	109,2

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ70-В и ПЛД70-В60°

Параметры	ПЛ70-В				ПЛД70-В60°			
	4	4,25	4,75	5	3,75	4	4,25	4,75
D <sub>1</sub> , м	4	4,25	4,75	5	3,75	4	4,25	4,75
η <sub>г</sub>	0,922	0,923	0,924	0,924	0,929	0,930	0,930	0,931
N' <sub>а</sub> , МВт	69,41	78,41	98,04	108,69	61,49	70,00	79,07	98,86
n, ШТ	2,92	2,59	2,07	1,87	3,30	2,90	2,57	2,05
n <sub>окр</sub> , ШТ	3	3	3	2	4	3	3	3
N <sub>1га.</sub> МВт	67,7	67,7	67,7	101,5	50,8	67,7	67,7	67,7
ΔP	1,059	1,059	1,060	1,061	1,067	1,068	1,068	1,069
n* <sub>синх</sub> , об/мин	196,1	184,6	165,2	157,0	210,0	196,9	185,4	165,9
n <sub>синх</sub> , об/мин	200	187,5	166,7	166,7	214,3	200	187,5	166,7
n' <sub>р</sub> , об/мин	118,4	117,9	117,1	123,3	118,5	117,9	117,4	116,6
n' <sub>min</sub> , об/мин	108,1	107,7	106,9	112,5	108,2	107,7	107,2	106,5
n' <sub>max</sub> , об/мин	101,7	101,3	100,6	105,9	101,8	101,3	100,9	100,2



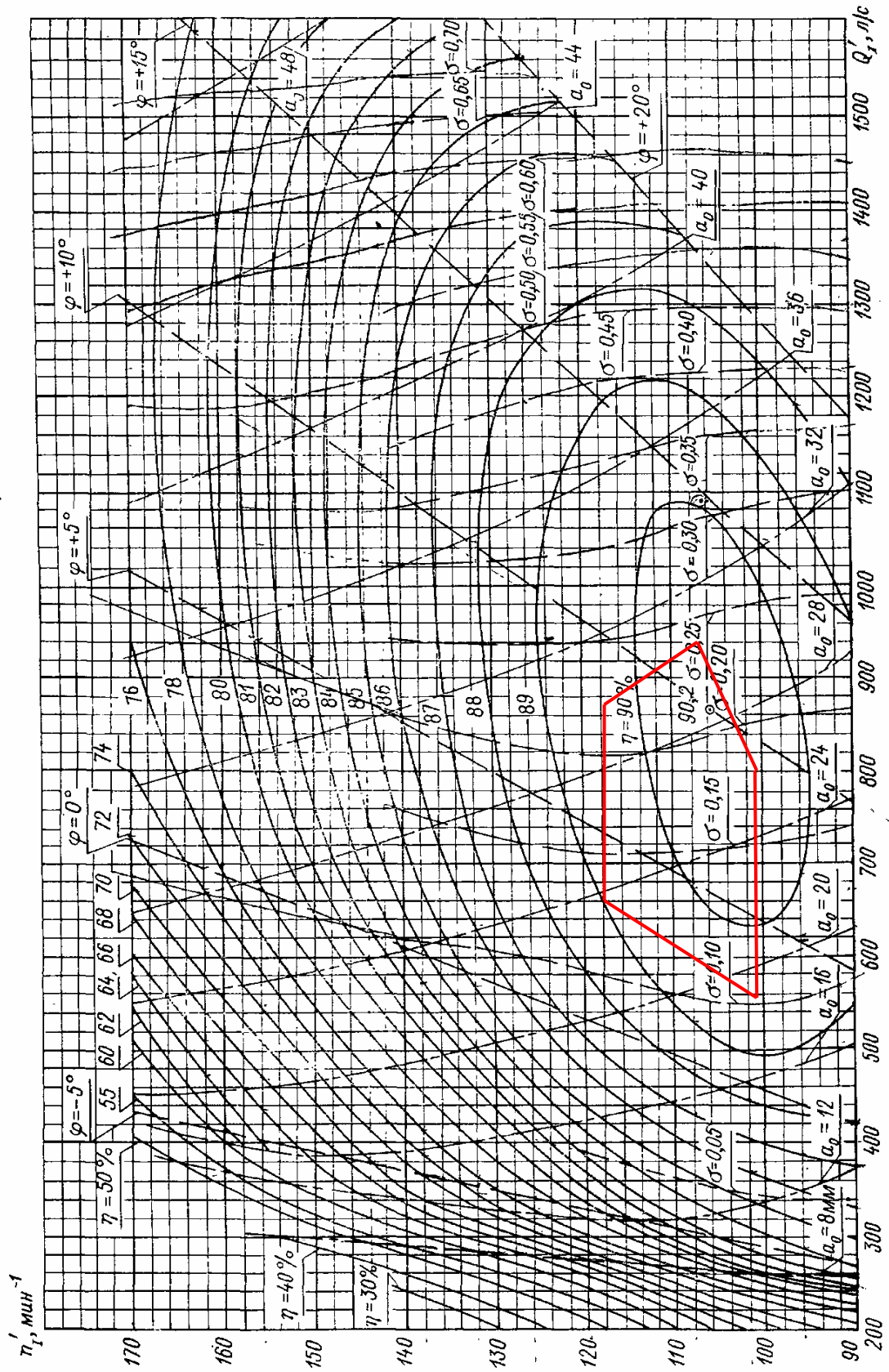


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ170-В

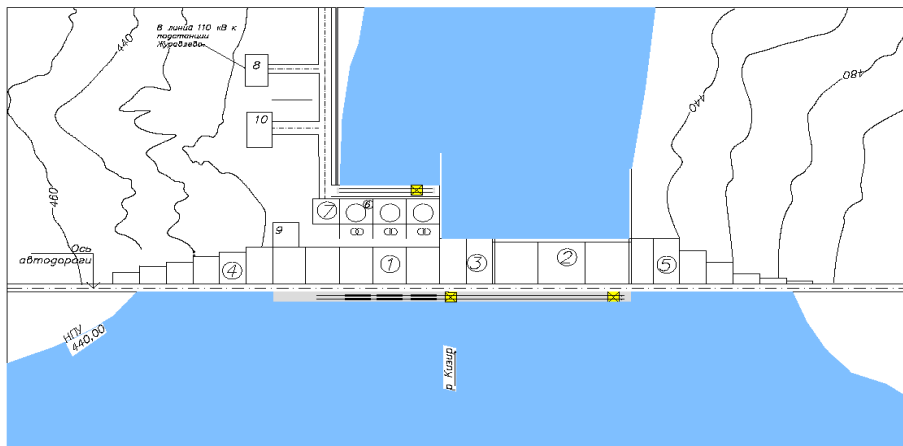
## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

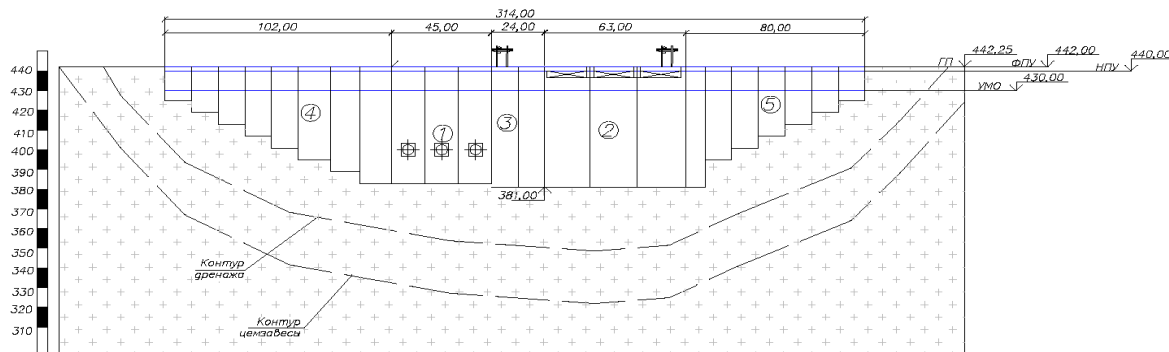
Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,627 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,27 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, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,08 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,627 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,73 \cdot I_H$	3,05 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,47 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,6 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_H$	5,12 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,149	0,7 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	5 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,65 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,785 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,52 А

Генеральный план Кизирского гидроузла на реке Кизир  
М 1:1000



Вид с верхнего бьефа  
М 1:1000



Экспликация

1	Станционная часть плотины
2	Водосливная бетонная плотина
3	Глухая бетонная плотина
4	Левобережная бетонная плотина
5	Правобережная бетонная плотина
6	Здание ГЭС
7	Монтажная площадка
8	Открытое распределительное устройство 110 кВ
9	Центральный пульт управления
10	Административное здание

Ведомость состава проекта

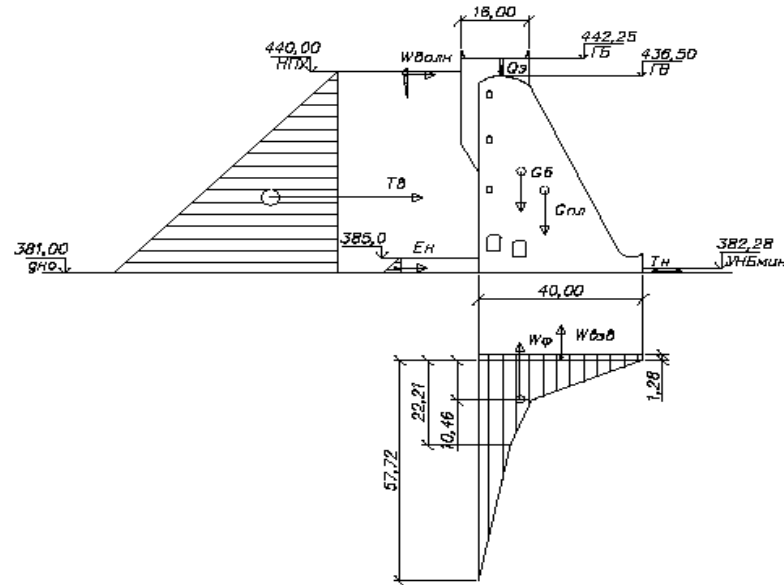
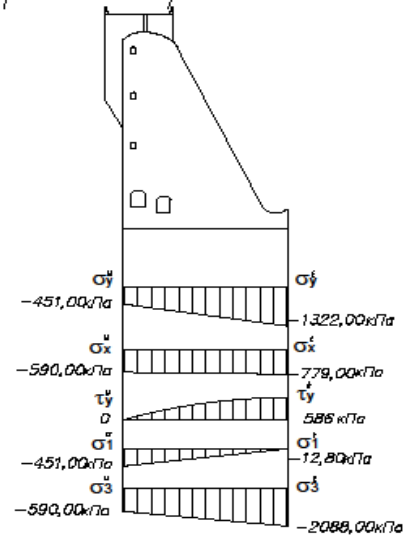
№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР1	Поперечный разрез станционной части гидроагрегата
3	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной плетине
4	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Этапы напряжений
5	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - Э3	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ПЗ	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП				
Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Иван	Курт	Александр	Гурьян	Дмитрий
Лазарев	Лазаревич	Борисов	Земляков	
И. Ковалева				
И. Ковалева				
И. Ковалева				
Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир			Страна	Лист
Генеральный план Кизирского гидроузла			1	5
И. Ковалева			ГЭС, 2017	
И. Ковалева			Формат А1	

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Эпюры напряжений



Нагрузки и напряжения указаны в кПа

$\sigma_y^u$	-451,00	$\sigma_y^c$	-1322,00
$\sigma_x^u$	-590,00	$\sigma_x^c$	-779,00
$\tau_y^u$	0,00	$\tau_y^c$	586,00
$\sigma_1^u$	-451,00	$\sigma_1^c$	-12,80
$\sigma_3^u$	-590,00	$\sigma_3^c$	-2088,00

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

ВКР-13.03.02 - 1203245 - РР

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм.	И.уч.	Лист	И.док.	Подп.	Дата	Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир	Страниц	Лист	Листов
Разраб.	Исаченко								
Руководит.	Затеев					Нагрузки и напряжения на водосливную часть плотины	ГТЭС, 2017	3	5
И. Констр.	Казанцева								
Итб.	Гатариной								

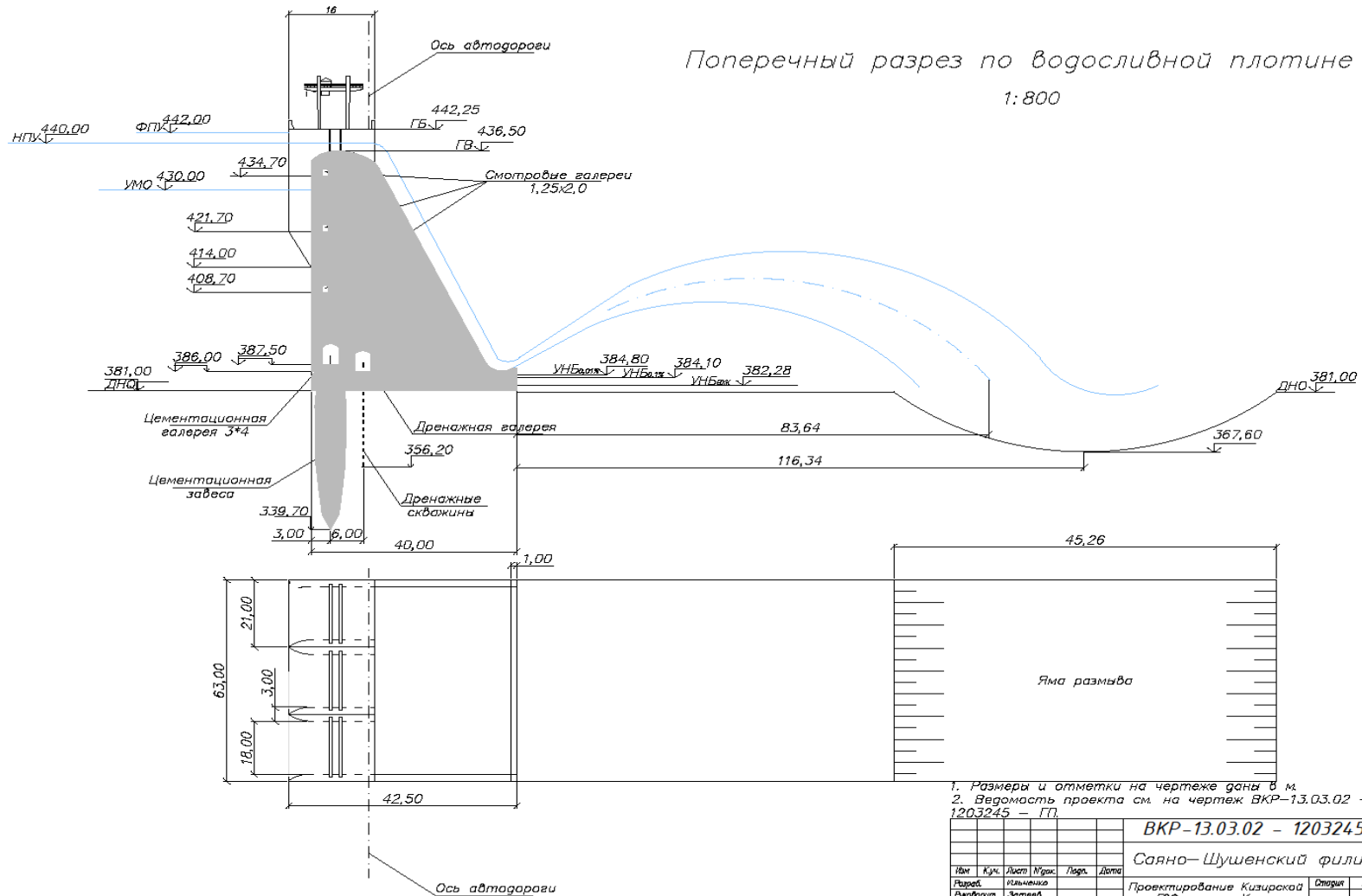
Содержание

Лист № докум. Подпись и дата

Этал. лист №

Поперечный разрез по водосливной плотине

1:800

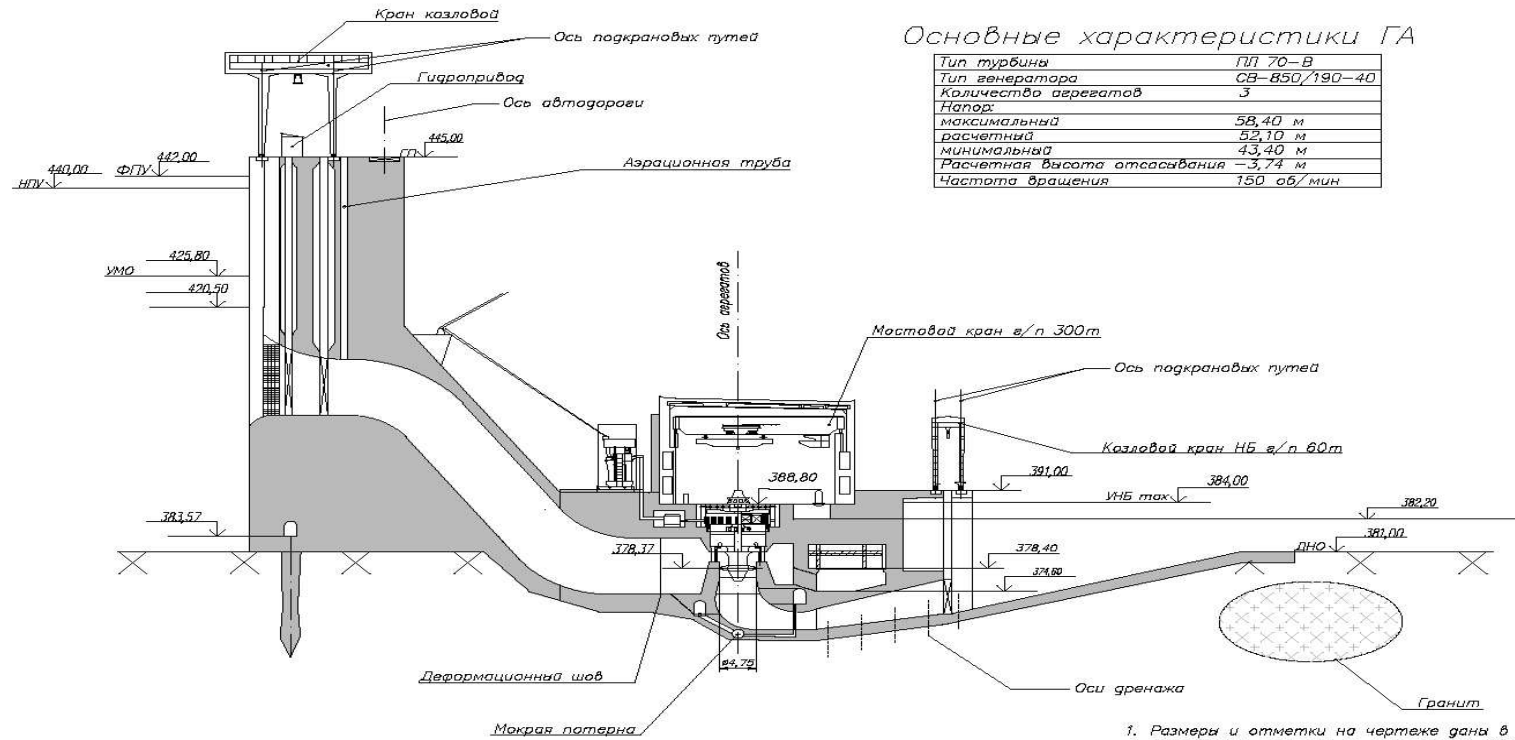


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Куч.	Лист	Угол	Лист	Дата
Лавров		Клименко			
Лавриков		Затеев			
Г. Костр.		Кеманцева			
Н. Костр.					
Имя	Гатарников				
Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир				Страница	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины				3	5
				ГТЭС, 2017	

Лист № 001  
Листы в составе  
Листы № 001 - 005  
Листы в составе

Станционная часть плотины ГЭС  
М 1:400



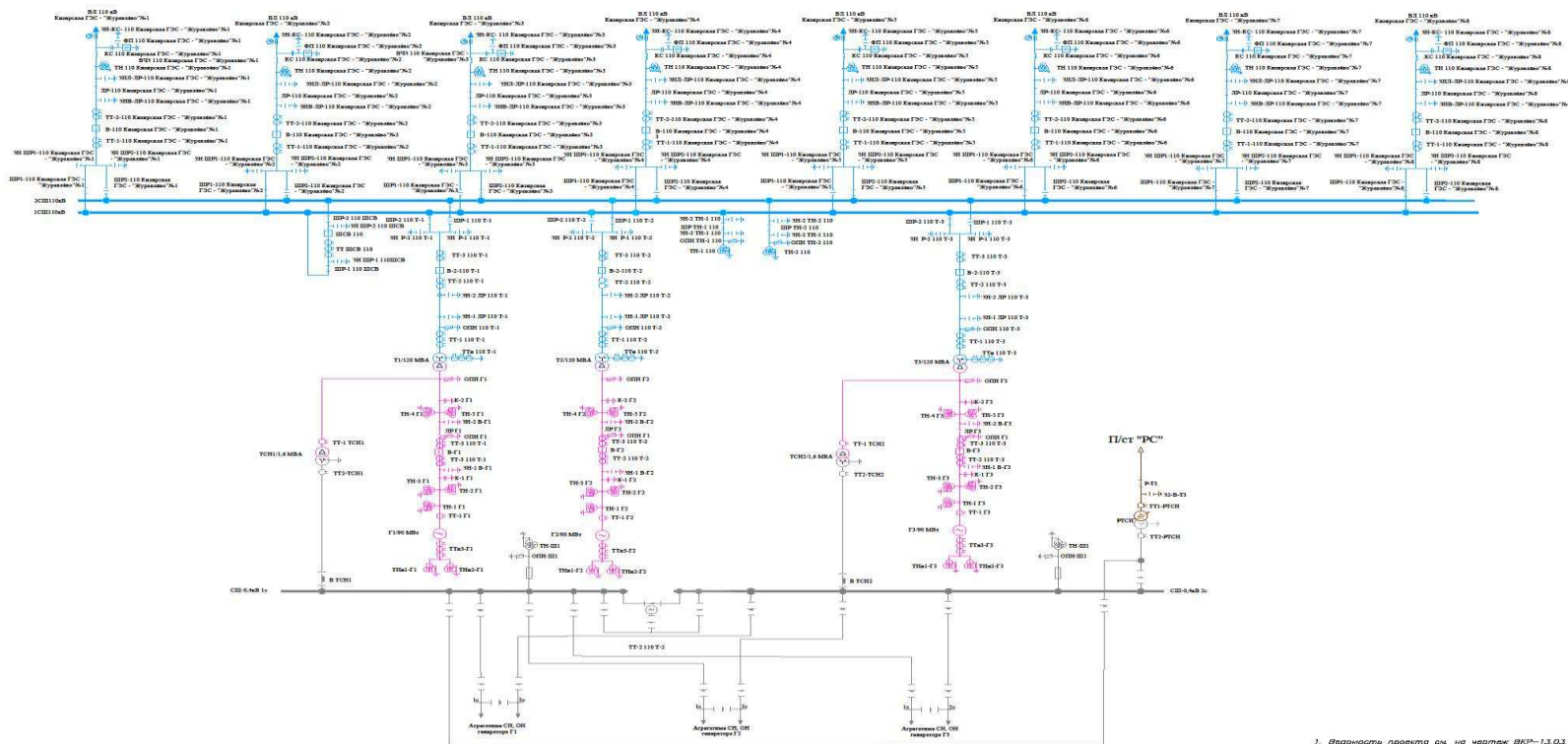
Основные характеристики ГА

Тип турбины	ПЛ 70-В
Тип генератора	СВ-В50/190-40
Количество агрегатов	3
Напор:	
максимальный	58,40 м
расчетный	52,10 м
минимальный	43,40 м
Расчетная высота отсасывания	-3,74 м
Частота вращения	150 об/мин

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

				ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП 1		
				Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Разработчик	Ильинский	Проверено	Ильинский	Проектирование Кизирской ГЭС на реке Кизир	Лист	2
Проектировщик	Ильинский	Проверено	Ильинский	Разрез по станционной части	Лист	5
Исполнитель	Ильинский	Проверено	Ильинский		ГЭС, 2017	

## Главная электрическая схема



1. Версия проекта см на чертеж ВКР-13.03.02 - 1203245  
- 33

ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - Э3					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Е.Уш	Мест	Р.Уш	Пом.	Дата
Рисован	Мельникова	Утвержден	Утвержден	Сторона	Лист
Т. Коопр.	Калашникова			5	5
Н. Коопр.					
Учт.	Татарникова				
Проектирование Климовской ГЭС на реке Казир				Главная электрическая схема	
				ПТЭС, 2017	

Формат А3

Состояние  
 13.03.02.06  
 1203245  
 Э3

## Кизирская ГЭС на реке Кизир

$N_{уст.} = 235 \text{ МВт}$   
 $\text{Э гар.} = 1,62 \text{ млрд. кВт}\cdot\text{ч}$

График нагрузки и ИКН зимних суток

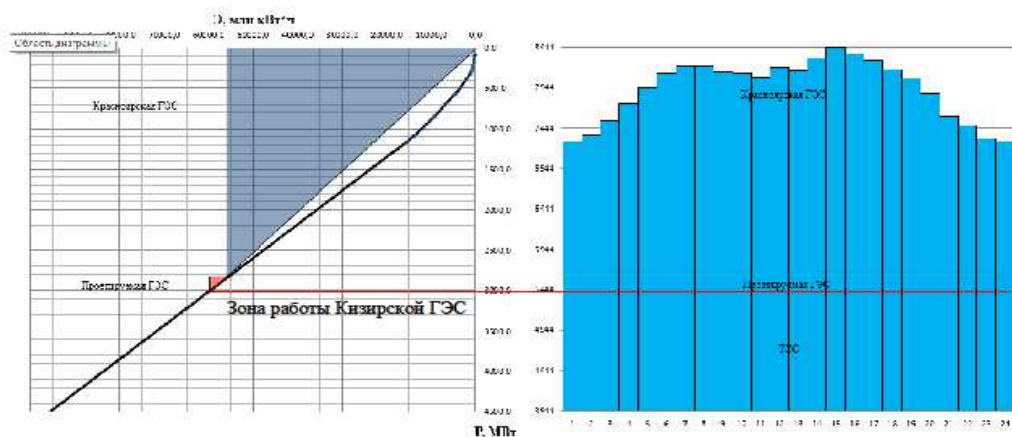
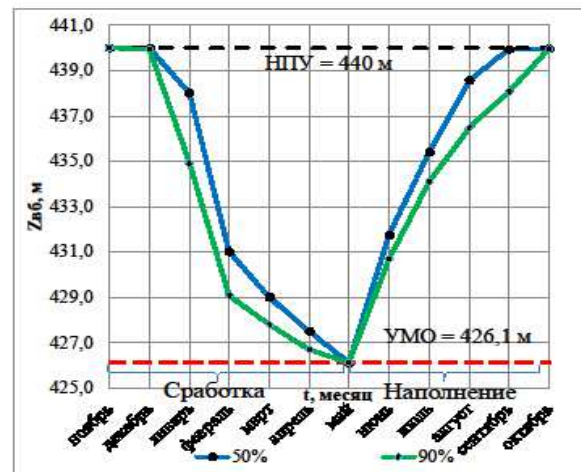
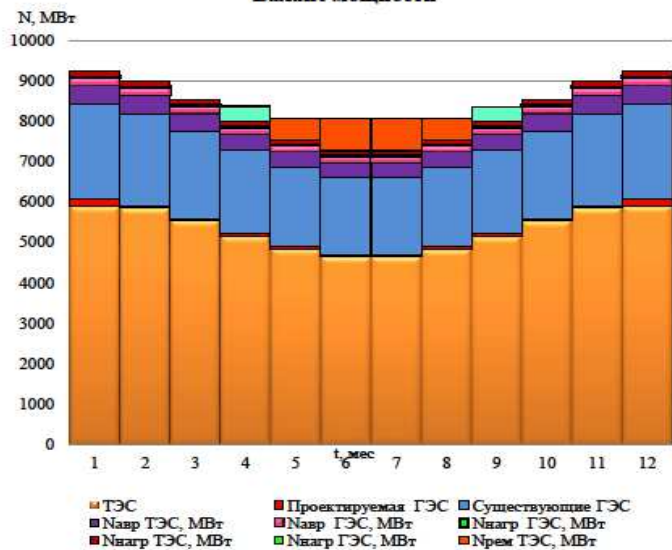


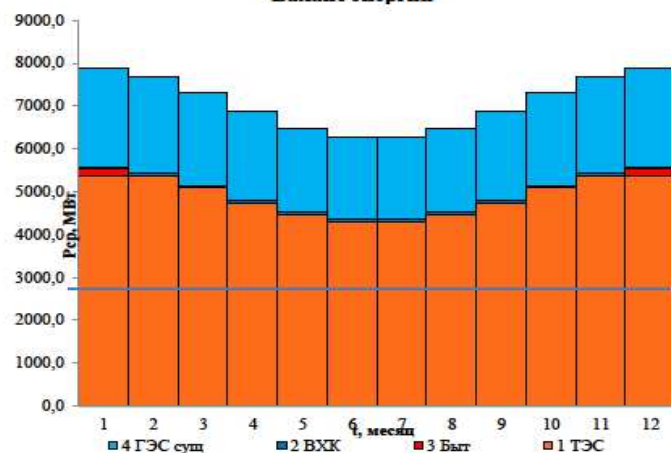
График сработки водохранилища



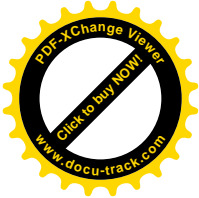
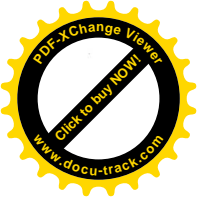
Баланс мощности



Баланс энергии







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

инициалы, фамилия


« 19 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИЗИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КИЗИР.  
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ РЗА, ИСПОЛНЕНИЕ,  
НАСТРОЙКИ, УТОЧНЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ЗАЩИТ**


Руководитель

16.06.17   
подпись, дата

Электромонтёр СТСУ, участок  
релейной защиты и  
противоаварийной автоматики  
должность

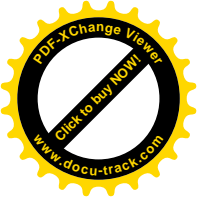
В.В. Казанцева  
инициалы, фамилия

Выпускник

16.06.17   
подпись, дата

С.Д. Ильченко  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кизирского ГЭС на реке Кизир. Микропроцессорные комплексы РЗА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17      Е.Ю. Замеева  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Алекс 16.06.17      А.В. Масиенникова  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тм 17.06.17      Л.В. Платошкина  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алекс 18.06.17      В.В. Казакичева  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Алекс 13.06.17      Ю.А. Лобина  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Алекс      И.Т. Турецкий  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Алекс 13.06.17      В.В. Лапосова  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Алекс 19.06.17      А.А. Чабанова  
подпись, дата      инициалы, фамилия