

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 »      2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. РАЦИОНАЛЬНОЕ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДЫ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ. ОЦЕНКА  
ПОТЕРЬ ВОДЫ НА ГИДРОУЗЛАХ И МЕТОДЫ ИХ СНИЖЕНИЯ**

Руководитель

И.Ю. Погоняйченко  
подпись, дата

Начальник оперативной  
службы «ПАО РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС им.  
П. С. Непорожного»  
должность

И.Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник

А.В. Дьяченко  
подпись, дата

А.В. Дьяченко  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 14.06.17 Е.О.Зайцева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Алекс 14.06.17 А.В.Насекина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Иван 15.06.17 И.И.Толкачёв  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Кара 10.06.17 В.В.Карацук  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Валю 16.06.17 В.В.Зайцев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.  
Охрана окружающей среды

Александр 16.06.17 М.В.Дубинин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Влад 16.06.17 В.В.Власов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Иван 19.06.17 А.А.Табанов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

подпись      инициалы, фамилия

« 17 »      июня      2017г.

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

Студенту Дьяченко Андрею Владимировичу.

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

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения».

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

Руководитель ВКР И.Ю.Погоняйченко, начальник оперативной службы 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) Компоновка 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 Бийской ГЭС; главная схема Бийской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Бийской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Бийской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Бийской ГЭС.

Руководитель ВКР



И.Ю. Погоняйченко

подпись

Задание принял к исполнению



А.В. Дьяченко

подпись

« 17 » июня 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

руководителя И.Ю. Погоняйченко начальника оперативной службы «ПАО РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного» по бакалаврской работе «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения»  
Дьяченко Андрея Владимировича

Бакалаврская работа «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия» включает в себя 121 лист пояснительной записки, 5 чертежей и 2 плаката. Работа выполнена в полном объёме в соответствии с выданным заданием. 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.

Принятые в работе решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро», сопоставлялись с аналогами построенных плотин.

В рамках специального вопроса было рассмотрено рациональное использование воды на гидроэлектростанциях.

В бакалаврской работе отмечены ряд недостатков. При выборе главной электрической схемы упор сделан на экономические показатели при этом не произведен анализ надежности схемы.

В процессе проектирования бакалаврской работы Дьяченко Андрей Владимирович показал хорошие теоретические знания, творческий подход к выполнению проекта.

Бакалаврская работа «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения» заслуживает хорошей оценки, а Дьяченко Андрей Владимирович присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 15.06.17

  
(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Бийской ГЭС.....	7
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водноэнергетические расчёты.....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Исходные данные .....	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	14
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.....	21
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	22
2.3 Баланс мощности и энергии.....	22
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Юг.....	22
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Юг.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	24
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	24
3.1.1 Построение режимного поля .....	24
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	30
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала.....	33
3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР .....	34
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	34
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	34
3.4 Выбор гидрогенератора.....	35
3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	35
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 .....	44
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов ..	45
4.7.2	Выбор выключателей и разъединителей .....	46
4.7.3	Выбор ячеек ОРУ .....	47
4.7.4	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) .....	48
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 .....	52
5.2.3	Защита от повышения напряжения .....	55
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	55
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок .....	59
5.2.6	Дистанционная защита генератора .....	61
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	64
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	66
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	66
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	66
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	68
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	68
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	70
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	71
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	73
6.4	Гидравлический расчет носка-трамплина .....	74
6.5	Конструирование бетонной плотины.....	76
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	76
6.6	Конструирование элементов подземного контура плотины .....	78
6.7	Быки.....	79
6.8	Разрезка плотины швами.....	79
6.9	Галереи в теле плотины .....	80
6.10	Статические расчеты плотины.....	80
6.10.1	Вес сооружения .....	80

6.10.2	Равнодействующая взвешивающего и фильтрационного давления	81
6.10.3	Сила гидростатического давления воды	82
6.10.4	Волновое воздействие	82
6.10.5	Давление грунта	83
6.10.6	Расчет прочности плотины	83
6.11	Расчет устойчивости плотины	87
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	88
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	88
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС	88
7.2.1	Общие положения	88
7.2.2	Охрана труда ГЭС	90
7.2.3	Ответственность	92
7.3	Пожарная безопасность	92
7.3.1	Ответственность за состояние пожарной безопасности	92
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	93
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	94
7.3.4	Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям	95
7.3.5	Содержание зданий, сооружений, помещений	95
7.4	Охрана природы	97
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	98
7.4.2	Водоохранная зона	99
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	101
8	Технико-экономические показатели	103
8.1	Оценка объемов продаж электроэнергии	103
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	104
8.3	Налоговые расходы	106
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации проекта	107
8.5	Коммерческая эффективность	108
8.6	Анализ чувствительности	108
9	Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения	108
9.1	Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях	108
9.2	Учёт стока расходомерами	109
9.3	Оценка потерь воды на гидроузлах	111
9.4	Оценка потерь воды на примере проектируемой Бийской ГЭС	112
9.5	Методы снижения потерь воды на гидроузлах	113
	Заключение	114
	Список использованных источников	116
	Приложение А - Б	119-123



## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Бия;
2. Местонахождение ГЭС .....Республика Алтай;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 400 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 690 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%..... 3200 м<sup>3</sup>/с;  
0,01%..... 4200 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 130 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ .....465,00 м;  
ФПУ .....466,50 м;  
УМО .....445,54 м;
  - в) объемы:  
полный..... 5,52 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 4,29 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....48,50 м;
  - б) средний.....37,75 м;
  - в) расчётный.....41,40 м;
  - г) минимальный .....27,00 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 255 МВт;  
гарантированная ..... 166 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии..... 1,25 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная грунтовая плотина ..... 355 м / 57,20 м;
  - б) правобережная грунтовая плотина ..... 355 м / 57,20 м;
  - в) водосливная плотина ..... 42 м / 57,20 м;
  - г) стационарная плотина ..... 60 м / 57,20 м;
9. Водобросные сооружения
  - а) тип.....поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов .....2 отверстия 18×12;
  - в) общая длина .....42 м;
  - г) максимальная высота .....57,20 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания .....приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - б) грунты в основании ..... гранодиорит;
  - в) тип спиральной камеры .....бетонная трапецеидальная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов..... 15 м;



## 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 Бийской ГЭС на реке Бия, её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта. В соответствии со специальным вопросом дипломного проекта произведён расчёт потерь воды на Бийском гидроузле и рассмотрено рациональное регулирование воды на гидроэлектростанциях.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Река Бия вытекает из Телецкого озера и, сливаясь с Катунью, образует реку Обь. Длина 301 км, площадь бассейна 37000 км<sup>2</sup>.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный.

Средняя температура января  $-10^{\circ}\text{C}$ , июля  $+10^{\circ}\text{C}$  (таблица 1.1). Продолжительность безморозного периода 110 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом -  $+35^{\circ}\text{C}$ , зимой -  $-42^{\circ}\text{C}$ . Годовая амплитуда колебаний температур превышает  $77^{\circ}\text{C}$ .

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 гранодиорит.

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

Среднемноголетний сток:

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

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

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Верхний бьеф		Нижний бьеф	
Zвб,м	V,км <sup>3</sup>	Zвб,м	Q,м <sup>3</sup> /с
415,00	0	418,00	512
441,70	1	420,00	935
454,80	2	422,00	1420
460,70	3	424,00	1985
463,30	4	426,00	2645
464,50	5	428,00	3423
465,50	6	430,00	4335
466,35	7	432,00	5380

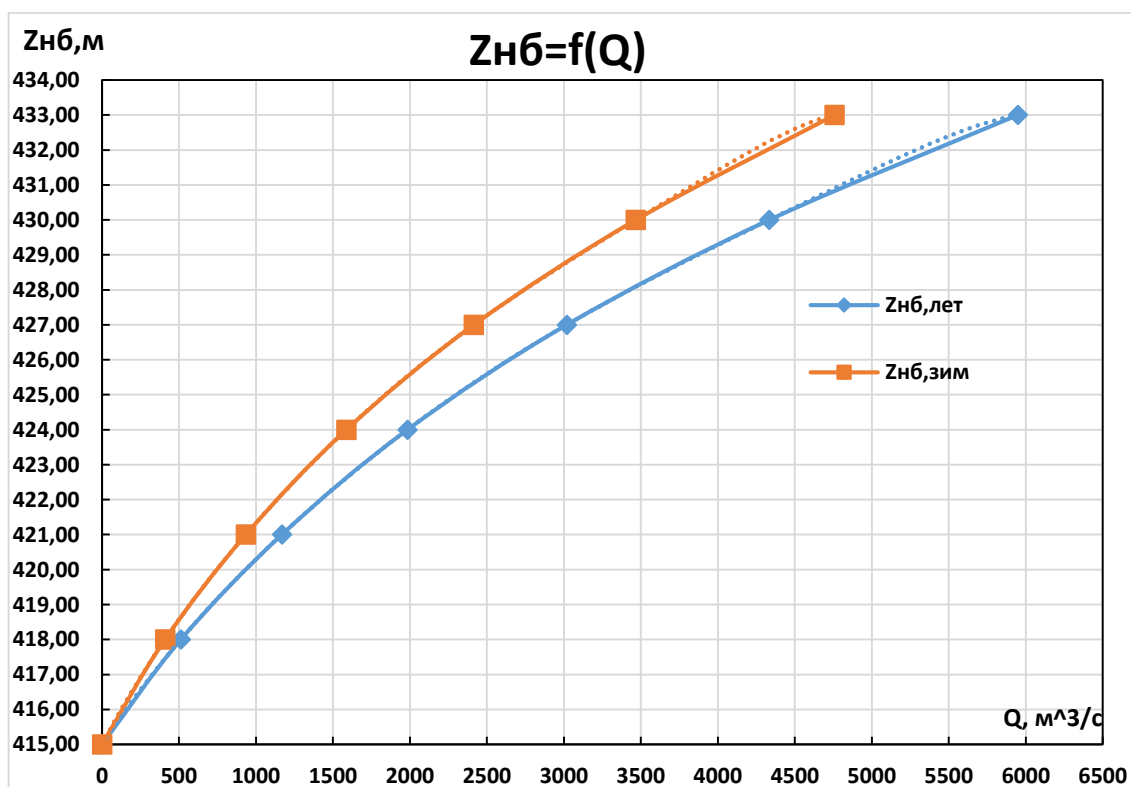


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

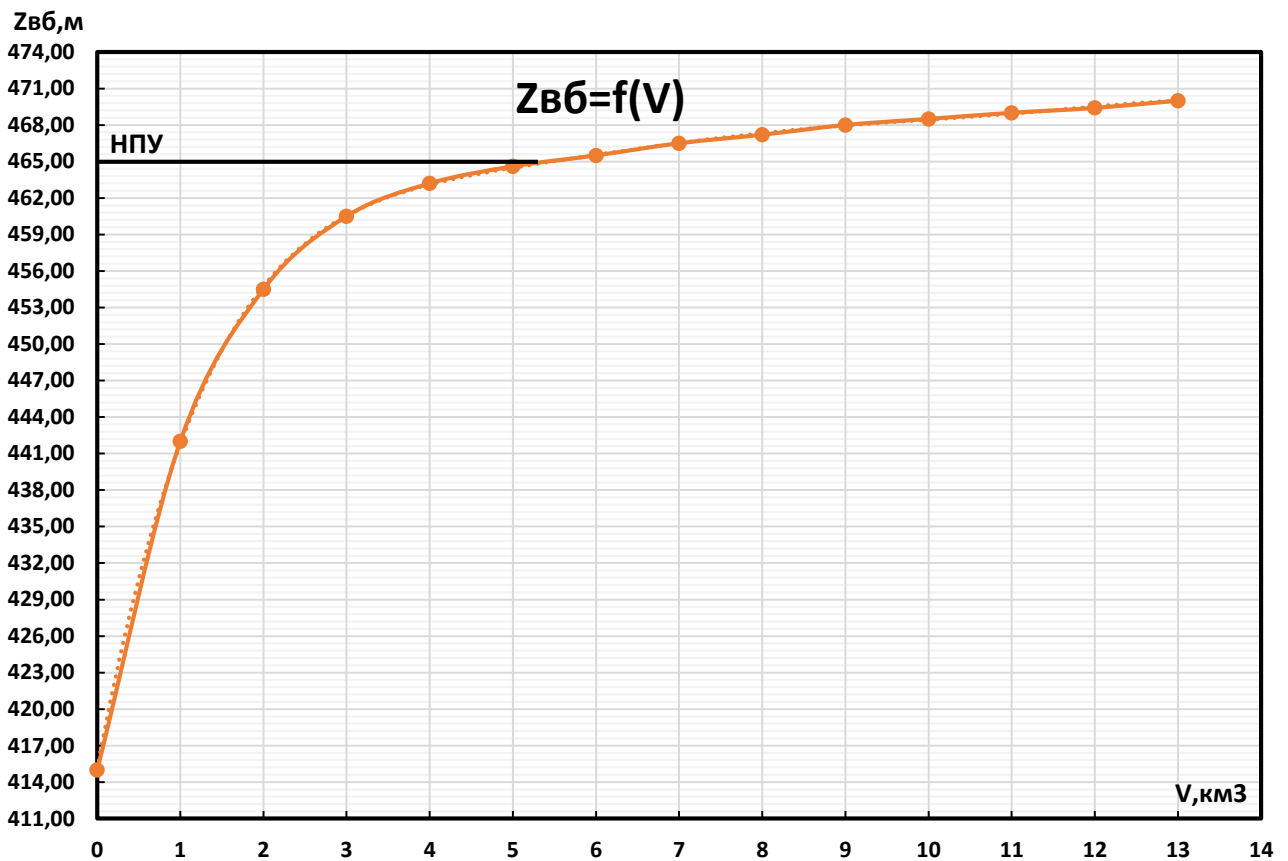


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Бия – гранодиорит.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчётная сейсмическая интенсивность района расположения Бийской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Бийская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Сибири. Выработка электроэнергии ГЭС может быть для покрытия потребностей Республики Алтай.

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.

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

Мощности необходимые для построения годовых графиков:

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

$$P_{\text{ср}}^3 = 11426 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{л}} = 9324 \text{ МВт}.$$

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

$$P_{\text{max}}^3 = 13054 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{max}}^{\text{л}} = 10943 \text{ МВт}.$$

Для построения годовых графиков среднемесячных и максимальных нагрузок определяем коэффициенты:

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

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

где  $P^3, P^{\text{л}}$  – мощность среднемесячная нагрузки или максимальная или среднемесячная генерации по зиме и лету соответственно (1.3 – 1.10), 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).

Годовые графики нагрузок представлены на рисунке 1.3.

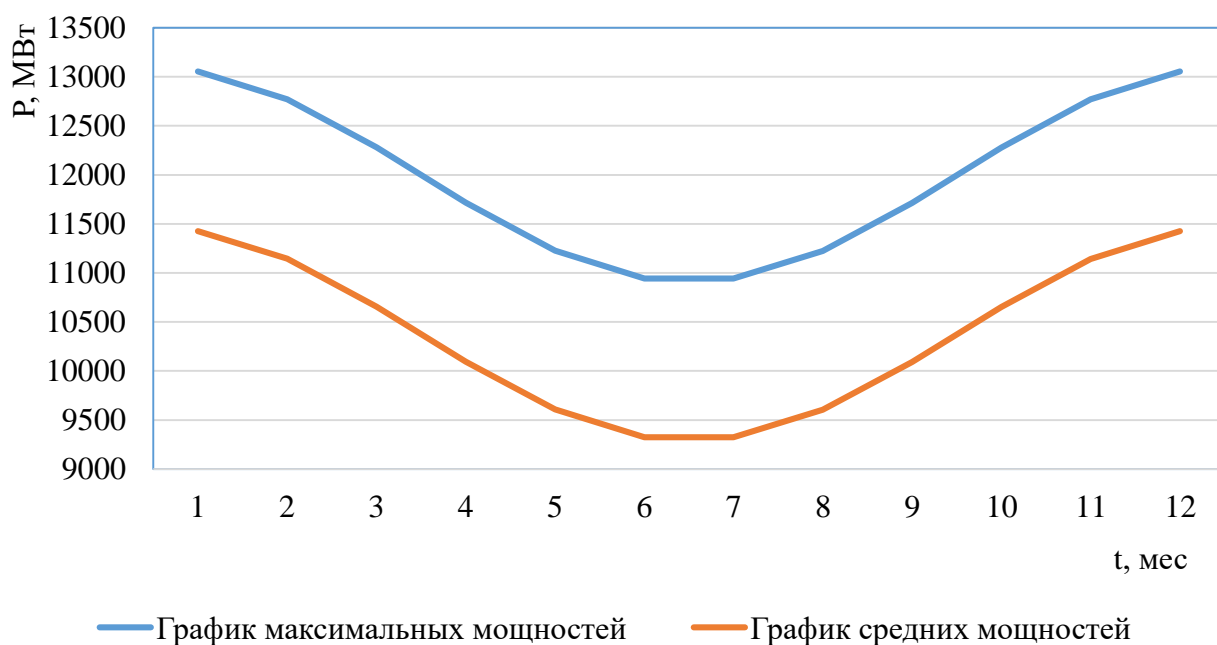


Рисунок 1.3 – Годовые графики нагрузок

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Красноярская ГЭС – в частности профиль бетонной плотины;
- Крапивинская 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 Алтайского РДУ.
- Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы
- Схема использования реки: Одиночная ГЭС.
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе
- Требования участников ВХК и потери воды 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	130	130	130	260	260	260	260	260	260	260	130	130
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2



Продолжение таблицы 2.1

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Испарение	-	-	-	2	2	2	4	2	1	1	-	-
Льдообразование	-10	3	5	7	-	-	-	-	-	-	-5	-8

Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Бия в створе Бийской ГЭС за период с 1932-33 гг. по 1980-81 гг.

### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных 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.

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.

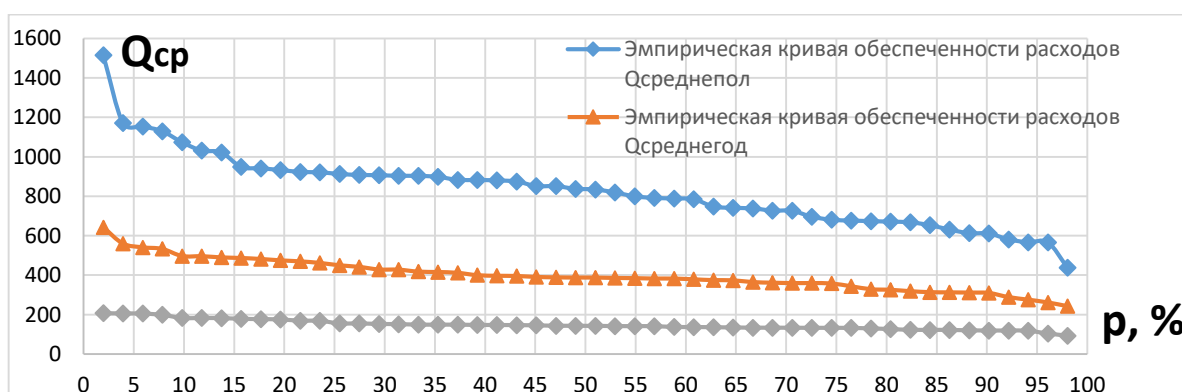


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 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):

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1981}}{Q_{1963}} = \frac{611}{671} = 0,911 \quad K_m = \frac{Q_{1964}}{Q_{1963}} = \frac{119}{130} = 0,918 \quad (2.2)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1963 год без приведения. Расходы маловодного и средневодного представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Расчётные маловодный и средневодный года с корректировкой

	месяцы	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	Q <sub>ср</sub>
1940г.	$Q_i^{50\%}, \frac{M^3}{c}$	256	206	110	85	77	71	204	1018	1035	641	501	478	389
1963г.	$Q_i^{90\%}, \frac{M^3}{c}$	192	180	101	65	51	69	105	791	989	468	437	277	310

Производим корректировку расхода на 10,11 месяц средневодного года. Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 3.1

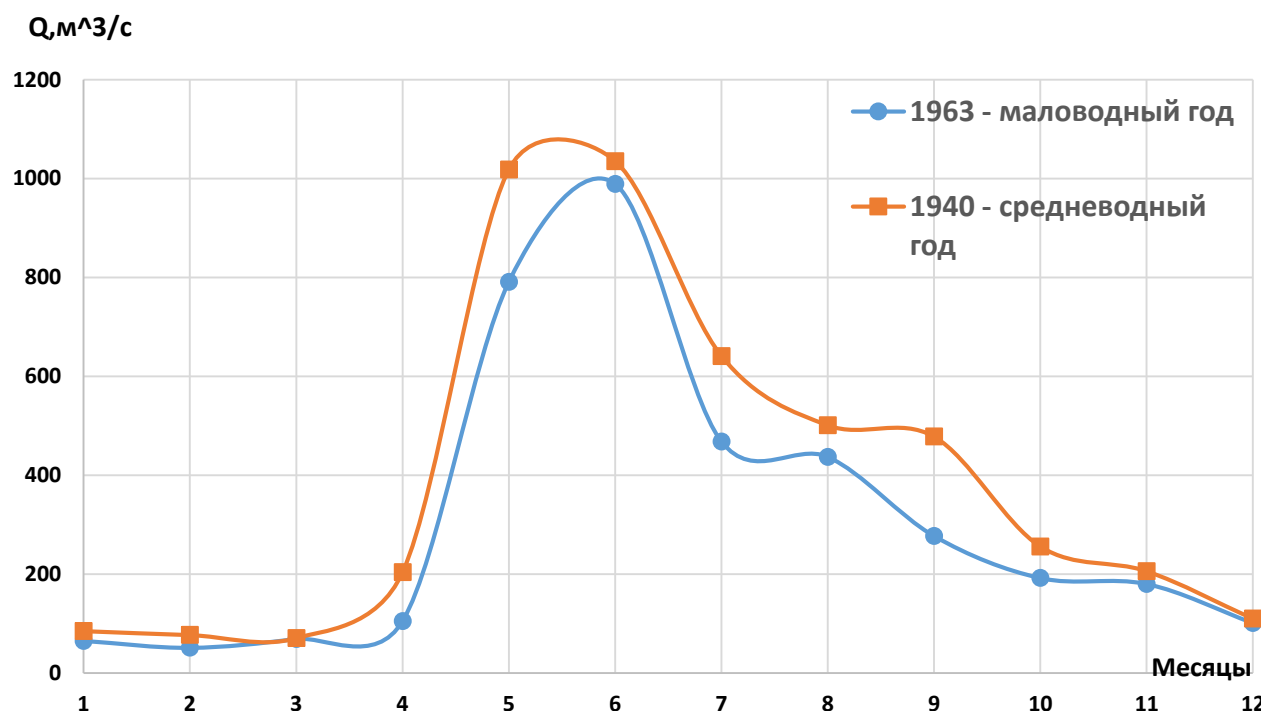


Рисунок 3.1 Гидрографы маловодного и средневодного годов P90% и P50%

## 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 465 м, а отметка сухого дна 415 м, тогда:

$$\begin{aligned} V_{\text{УМО}} &= \text{НПУ} - 0,35 \cdot (\text{НПУ} - \text{ДНО}) = 465 - 0,35 \cdot (465 - 415) \\ &= 445,5 \text{ м.} \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$V_{\text{НПУ}} = 5,52 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 1,23 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 5,52 - 1,23 = 4,29 \text{ км}^3. \quad (2.4)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{4,29}{12,61} = 0,293; \quad (2.5)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища, формула (2.4);  
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$  – 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 Бийская ГЭС.

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

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

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года;  
 $Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

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

где  $k_N$  – коэффициент мощности;

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

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

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

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.2.

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_t$	166	133	77	68	77	97	103	104	105	104	133	166

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 равенству уровня верхнего бьефа нормальному подпорному уровню.

### 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

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

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.11);

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

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

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

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

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

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

где  $t$  – число секунд в месяце равное 259200 с.

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

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

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

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

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

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

$\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$Nt = kN \cdot Qt \cdot Ht; \quad (2.12)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.13);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.16)

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 166 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 445,54 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 4,29 \text{ км}^3;$$

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре

$$\nabla_{\text{ВБ}_p} = 456,40 \text{ м};$$

– график сработки-наполнения водохранилища маловодного представлен на рисунке 2.3.

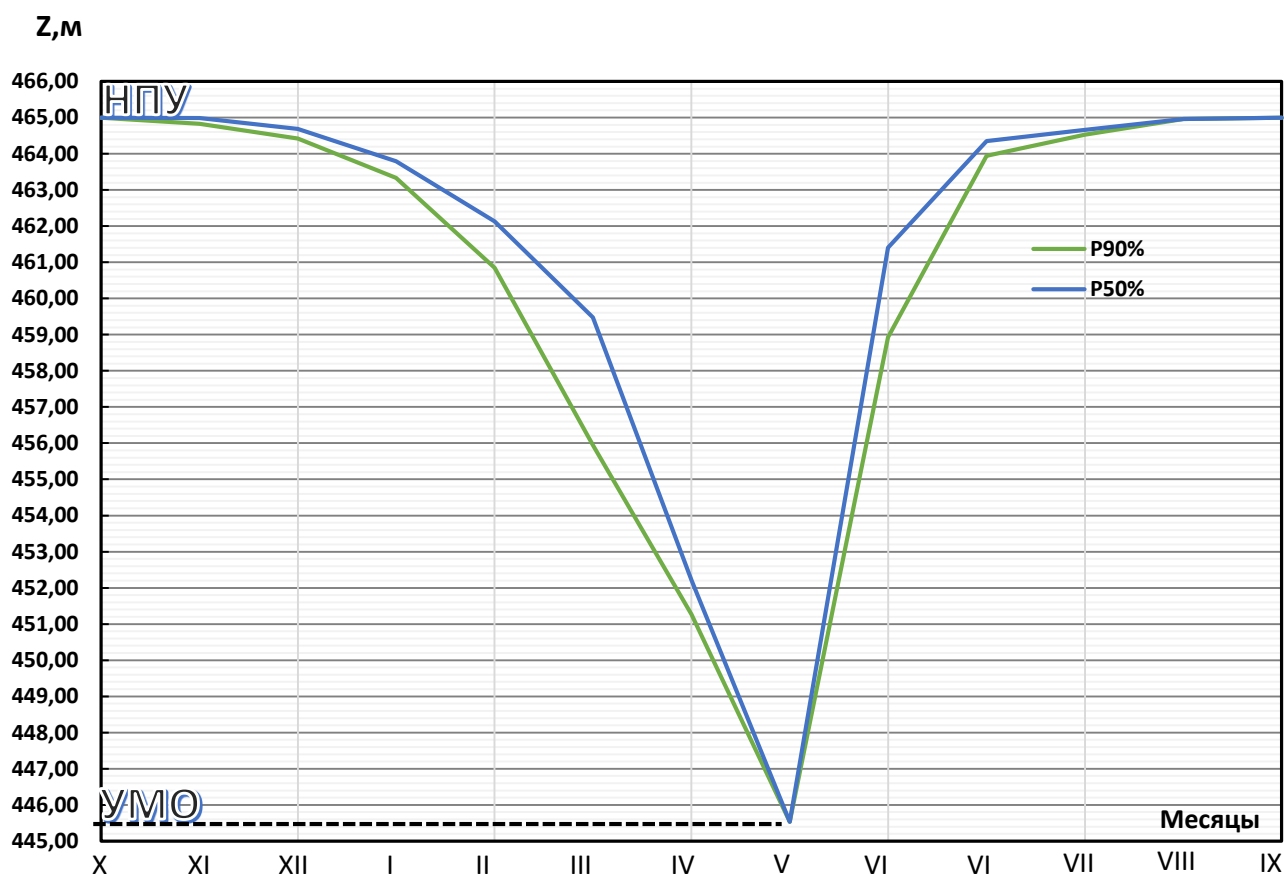


Рисунок 2.3 - График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Бийской ГЭС будет использована для работы в пике и в базе нагрузки Алтайского 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.

$$N_{\text{выт.раб}} = 245 \text{ МВт.}$$

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

#### **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.

Среднемноголетняя выработка – 1,251 млрд. кВт·ч.  
График сработки-наполнения представлен на рисунке 2.3.

### **2.3 Баланс мощности и энергии**

#### **2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Сибирь**

Зная среднемесячные мощности Бийской ГЭС, мощности генерации и потребления энергосистемы, строим баланс энергий энергосистемы Алтайское РДУ (плакат «Использование водной энергии»).

#### **2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Си**

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \text{ мес} = \frac{1 \cdot 255}{6} \text{ мес} = 42,5 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.13)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность Бийской ГЭС, формула (2.23).

На тепловых станциях энергосистемы Сибирь предусмотрен нагрузочный резерв 3 % 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.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 1140 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right) \quad (2.14)$$

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

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы Сибирь в маловодном году  
Мощность в МВт

Мощность энергосистемы	проект. гэс			гэс		
	Нраб ГЭС	Ннагр рез ГЭС	Нгар	Нраб ТЭС	Навар ТЭС	рем ТЭС
1051	245	12	165	818	84	
1016	197	10	132	819	81	
954	135	7	76	819	76	
883	125	6	68	758	71	120
822	114	6	77	708	66	200
786	105	5	97	681	63	250
786	105	5	103	681	63	250
822	118	6	104	704	66	200
883	145	7	105	738	71	120
954	174	9	111	780	76	
1016	197	10	132	819	81	
1051	245	12	165	818	84	



### 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  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 465$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 456,4$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 445,4$  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 ппуска:

$$Q_{min} = 130 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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 Бийской 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

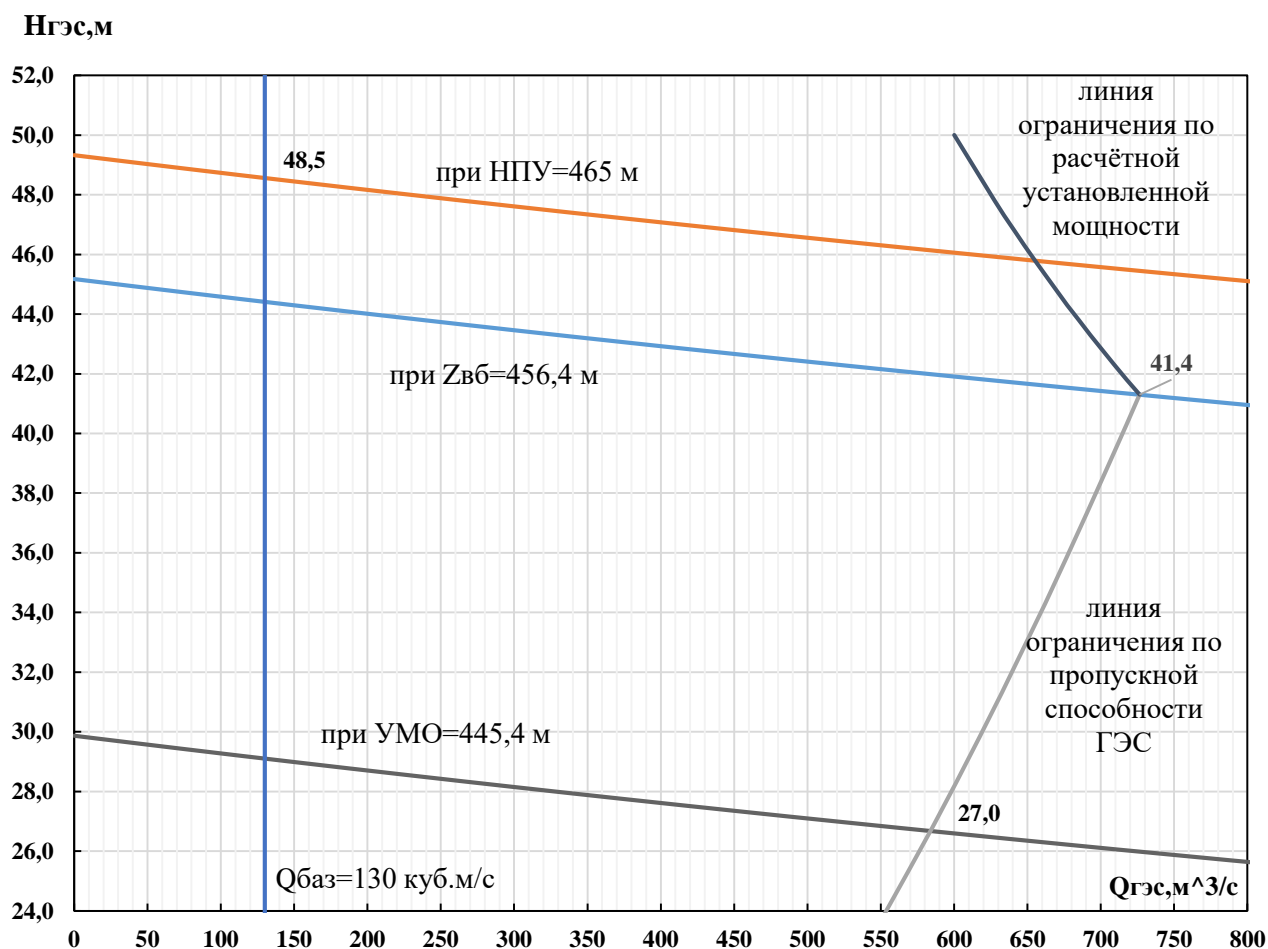


Рисунок 3.1 – Режимное поле Бийской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 48,5 \text{ м.}$$

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

$$Q_{расч}^{max} = 130 \text{ м}^3/с.$$

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

$$H_p = 41,4 \text{ м.}$$

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

$$H_{min} = 27 \text{ м.}$$

### 3.2.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение  $H_{max}$  было бы близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Необходимо проверить отношение  $H_{min}/H_{пред}$  оно должно быть не меньше заданных значений:

ПЛ-50В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{27,0}{50,0} = 0,54 > 0,5 \quad (3.4)$$

ПЛД50-В60<sup>0</sup>:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{27,0}{50,0} = 0,54 > 0,5 \quad (3.5)$$

При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

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

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		Турбина ПЛ50–В	Турбина ПЛД50-В60 <sup>0</sup>
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$	50	50
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1000	1500
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м0}$	0,916	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{max}, \text{ л/с}$	1500	1500
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{max}$	0,56	0,52

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		Турбина ПЛ50–В	Турбина ПЛД50- В60 <sup>0</sup>
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1М}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_M, м$	4	5
Температура вод при испытании	$t_M, °C$	21	16

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{M0}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.6)$$

где  $\eta_{M0}$  – 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 (таблица 3.2);

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

$H_M$  – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

$v_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$v_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

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

$$\varepsilon = 0,75.$$

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

Средняя температура реки Бия:

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

По справочным данным [1] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.7)$$

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

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a}, \quad (3.8)$$

где  $N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.8).

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:

$$n = n'_{I\text{ p}} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{I\text{ p}}$  – 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 приведённой частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

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:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.11)$$

Правая часть уравнения (3.12) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I\text{ p}}$ , 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:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.12)$$

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 (3.12), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Расчитанные по формулам (3.18) - (3.13) 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.  $\cdot \text{л/с}$  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 ПЛ50-В с следующими параметрами:

$$D_1 = 5,3 \text{ м.}$$

$$D_0 = 1,25 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 5,3 = 6,625 \text{ м.} \quad (3.13)$$

$$z_0 = 24.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ-50В с построенной рабочей зоной представлена в приложении Б, рисунок Б.1.

### 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

#### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

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

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0M} = 0,35 \cdot D_{1M} = 0,35 \cdot 0,46 = 0,161 \text{ м,} \quad (3.14)$$

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

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0M} \cdot \frac{D_1}{D_{1M}} = 0,161 \cdot \frac{5,3}{0,46} = 1,85 \text{ м,} \quad (3.15)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины.

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

$$k_\sigma = 1,1. \quad (3.16)$$

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.17)$$

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

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

$k_{\sigma}$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения (3.25);

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

$H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ ;

Пересчитаем точку пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по пропускной способности в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):

$$n'_I = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{48,5 \cdot 1,042}} = 111,86 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.18)$$

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

$$\sigma = 0,24. \quad (3.19)$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 416,3 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Пользуясь формулой (3.25) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{416,3}{900} - 0,24 \cdot 48,5 - 1,5 = -3,3 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Пересчитаем точку в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):

$$n'_I = \frac{150 \cdot 5,3}{\sqrt{41,4 \cdot 1,042}} = 121,07 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.22)$$

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

$$\sigma = 0,38. \quad (3.23)$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1 и 1.2):



$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 416,5 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Пользуясь формулой (3.27) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{416,5}{900} - 0,38 \cdot 41,4 - 1,5 = -7,4 \text{ м.} \quad (3.25)$$

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

Пересчитаем эту точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_I = \frac{107,1 \cdot 6,3}{\sqrt{27 \cdot 1,042}} = 149,92 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.26)$$

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

$$\sigma = 0,33. \quad (3.27)$$

По кривой связи НБ (рисунок 1.1):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 416,1 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{416,1}{900} - 0,33 \cdot 27 - 1,5 = -0,57 \text{ м.} \quad (3.29)$$

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

$$H_S = -7,4 \text{ м.} \quad (3.30)$$

### **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:

$$h = 1,29 \cdot D_1 = 1,29 \cdot 5,3 = 6,837 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,3 = 9,22 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ. \quad (3.33)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,3 = 15,52 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 5,3 = 25,59 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,3 = 15,46 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{90}{150}\right)^{0,35} = 980 \text{ мм.} \quad (3.37)$$

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

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 6 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 15,5 + 2 \cdot 2,2 = 20 \text{ м,} \quad (3.39)$$

где  $B_{\text{сп}}$  – ширина спиральной камеры из выражения (3.43);  
 $B_{\text{сл}}$  – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 20 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 20 + 20 = 100 \text{ м.} \quad (3.41)$$

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

Высота машинного зала:

$$H'_{мз} = 25 \text{ м} \quad (3.42)$$

### 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.

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

По нанограмме [2] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40-8-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

#### 3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-МП-100-4.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 150 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$P = 85 \text{ МВт.}$$

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. СВ-850/190-40. Основные размеры генератора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные размеры генератора Бийской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,8 м

Продолжение таблицы 3.3

	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	7,15 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	7,5 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,74 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	12,1 м
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,18 м
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	3,04 м
Нижняя крестовина	Высота $h_{н.к.}$	$(0,25 \div 0,30)D_{ш}$	3,3 м
	Диаметр лучей $D_{н.к.}$	$D_{ш} + 0,4$	12,5 м
Надстройка	Высота $h_0$	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр $d_0$	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,52 м

Основные параметры выбранного генератора вынесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Основные параметры генератора Бийской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	100
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	90
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	4,18
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	150
Сопrotивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	0,75
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,27
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,19
Исполнение	зонтичное		

### 3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью :

$$Q=228,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Диаметр водовода :

$$D=8,65 \text{ м.}$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 228,5}{3,14 \cdot 8,65^2} = 3,89 \text{ м/с.} \quad (3.43)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 8,65 \cdot \left( \frac{3,89}{\sqrt{9,81 \cdot 8,65}} \right)^{0,55} = 1,49 \text{ м.} \quad (3.44)$$

## 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.

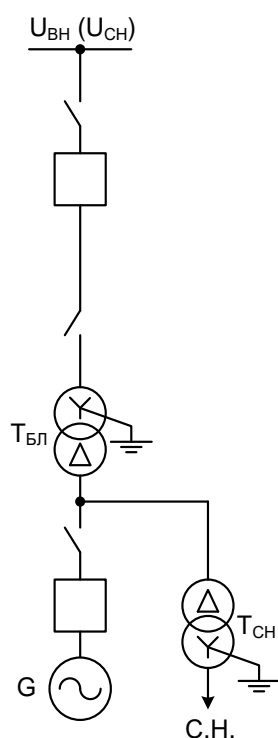


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

### 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:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{С.н.}} = 100 - 2,5 \cdot 0,01 = 97,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4,1)$$

где  $S_{\text{С.н.}}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВа.

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 <sub>НОМ</sub> , МВт	УН, кВ		к, %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	х, %
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>				
125	121	13,8	10,5	400	120	0,55

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T<sub>max</sub> и время максимальных потерь τ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5700}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1240,63 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

Г

д T<sub>пл</sub> = 32 – время плановых простоев блока в течение года, ч;

е ω = 0,03 – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

Т<sub>в</sub> = 70 – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора,

μ;

– частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8729,1 \text{ ч}. \quad (4.5)$$

где n<sub>т</sub> – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,4}{1} \cdot \left(\frac{100}{125}\right)^2 \cdot 8729 = 1080 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} \quad (4.8)$$

$$I_{\text{пот}} = 3,66 \cdot 1047,82 + 3,66 \cdot 1080 = 6456,6 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (4.9)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии

Для 3-ёх блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{110} = 3 \cdot 6456,6 = 17418,6 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (4.10)$$

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов СН

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

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

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

Выбирается трансформатор ТСЗ 1600/13,8/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ 1600/13,8/0,4

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		к, %	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
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".

Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3.

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

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{\Gamma \text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{\Gamma}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ ном}}$	$P_{\Gamma \text{ ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
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:



$$K = t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.12)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов;  
 $K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;  
 $n$  – число силовых трансформаторов;  
 $m$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t$  – число ячеек КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.11):

$$K_1 = 12 \cdot 3 \cdot 12,8 + 3 \cdot 84 + 2 \cdot 1,2 = 620 \text{ млн. руб.} \quad (4.13)$$

Значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + И_i, \quad (4.14)$$

где  $E_{\text{н}}$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. По приказу Минстроя; в настоящее время  $E_{\text{н}} = 0,15$ .

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.13):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 620 + 17,4 = 107,4 \text{ млн руб.} \quad (4.15)$$

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\text{Г}} \cdot \left( \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \right); \quad (4.16)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot \left( \frac{90 - 90 \cdot 0,01}{0,9} \right) = 297 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

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

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_{\text{с}})} = \frac{297}{(1,4 \cdot 30 / 0,9)} = 6,36 \text{ шт.} \quad (4.18)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{297}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,195 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 174 = 183,2 \text{ А} \quad (4.20)$$

где  $\alpha_{\text{i}} = 1,05$  – 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:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{297}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,223 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-95/16

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,301	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-220 кВ: 11 (8 ВЛЭП 110 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими 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:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}. \quad (4.22)$$

$$x_{Г} = 0,19 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,392 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{Г} = 1 \cdot 110 = 110 \text{ кВ} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = 18,84 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}}. \quad (4.26)$$

$$x_{С} = \frac{121^2}{150} = 97 \text{ Ом}. \quad (4.27)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} \quad (4.28)$$

$$x_{л} = \frac{0,434 \cdot 48}{8} = 2,6 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{с} = E_{*с} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 121 = 121 \text{ кВ.} \quad (4.30)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{121} = 0,12. \quad (4.31)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{л} = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,301 \cdot 48}{8} = 1,806 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{Т} = \frac{\Delta P_k}{1} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,4}{1} \cdot \frac{121^2}{100^2} = 0,59 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

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

Таблица 4.4 – Исходные данные по 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 4.5 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	Кт/r
Тр-р	Тр-р	1	3	0,59	18,84	0,12
Тр-р	Тр-р	2	3	0,59	18,84	0,12
ЛЭП	ЛЭП	3	4	1,8	2,6	0

Таблица 4.6 – Исходные данные по генераторам

№ агр.	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Система	4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121
2	Блок 1	1	0,014	0,22	0,014	0,22			13,8
3	Блок 2	2	0,014	0,22	0,014	0,22			13,8

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№ сост.	Тип	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1	3ф	3	3,75	10,3
1	3ф	1	40,16	111,42
1	1ф	3	8,5	16,54

#### 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.

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

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,4 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/110:

$$I_{Т1-Т3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,627 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{Л1-Л8, \text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 110} = 0,197 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

$$I_{Л1-Л7, \text{раб.утж}} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 110} = 0,225 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Рабочий ток в присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{ТСН, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 70,4 \text{ А}. \quad (4.38)$$

#### 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 4.8.

Таблица 4.8– Параметры генераторного комплекса

Общие данные	Выключатель	Рассчитанные
Максимальное номинальное напряжение, кВ	25,3	15,75
Номинальная частота, Гц	50/60	50
Номинальный длительный допустимый ток, 50 Гц, А	9000	7920
Вес, к	1800	-
<b>Выключатель</b>		
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 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформаторов тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{НОМ}}$	15,75 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 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформаторов напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	15,75 кВ	25,3 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	35,2 ВА	75 ВА

### 4.7.3 Выбор ячеек ОРУ

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

Выбираем ОРУ серии ELK- 14.

Проведем проверку, сведя в таблицу 4.11 расчетные данные и каталожные данные ОРУ:

Таблица 4.11 – Сравнения расчетных данных и параметров ОРУ

Параметры	Расчётные данные	ELK -14
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	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:

$$I_{T110, \text{раб. макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г, \text{ном}} \cdot n_{Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{100 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,65 \text{ кА}; \quad (4.39)$$

### 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-110 УХЛ1.

#### **4.7.5 Выбор синхронизатора и сетевого анализатора для включения в сеть**

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

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

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



## 5 Релейная защита и автоматика

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

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

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

#### На главном генераторе ГГ (СВ 850/190-40)

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

#### На силовом трансформаторе блока (ТДЦ 125000/110-У1)

- 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 ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

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

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:

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K_N = 2$  - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 24200 = 2420 \text{ А}. \quad (5.5)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}, \quad (5.6)$$

$$K_T > \frac{2420 \cdot 2}{24200}, \quad (5.7)$$

$$K_T > 0,2,$$

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

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

Принимаем уставку  $K_T = 0,4$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.8)$$

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

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.9)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

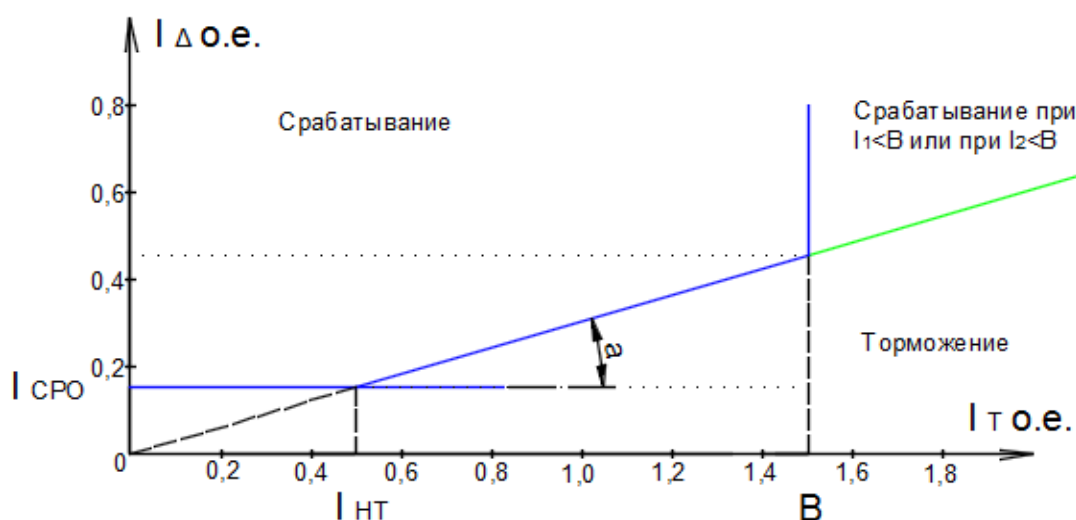


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 ( $U_0$ )

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.

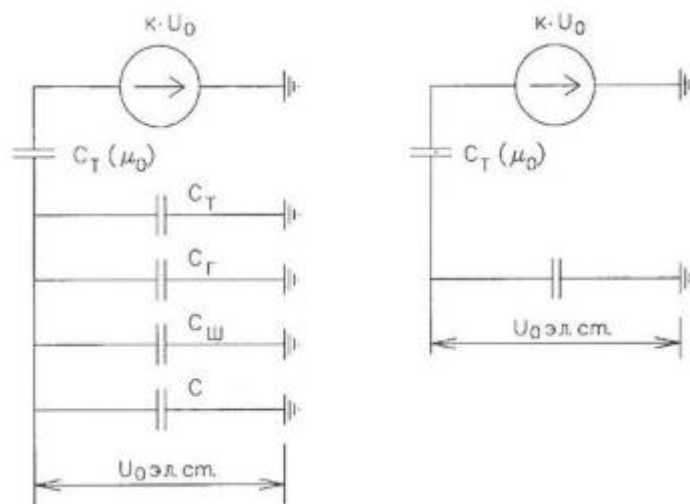


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

$C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0072 + 0,5 + 0,008 + 0,2 \\ &= 0,715 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.11)$$

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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 21,17 \text{ кВ}, \quad (5.12)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 10,8 \text{ А}. \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 21170 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,715} = 131,58 \text{ В}. \quad (5.14)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.15)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 131,58}{\frac{13,8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}}, \quad (5.16)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,6,$$

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

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая 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 0,5 с 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  $K_{\text{Т}}$ :

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}} + 2}. \quad (5.17)$$

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:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.18)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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 ( $I2$ )

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.20)$$

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:

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

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.23)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 888 \text{ с} \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.27)$$



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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	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.

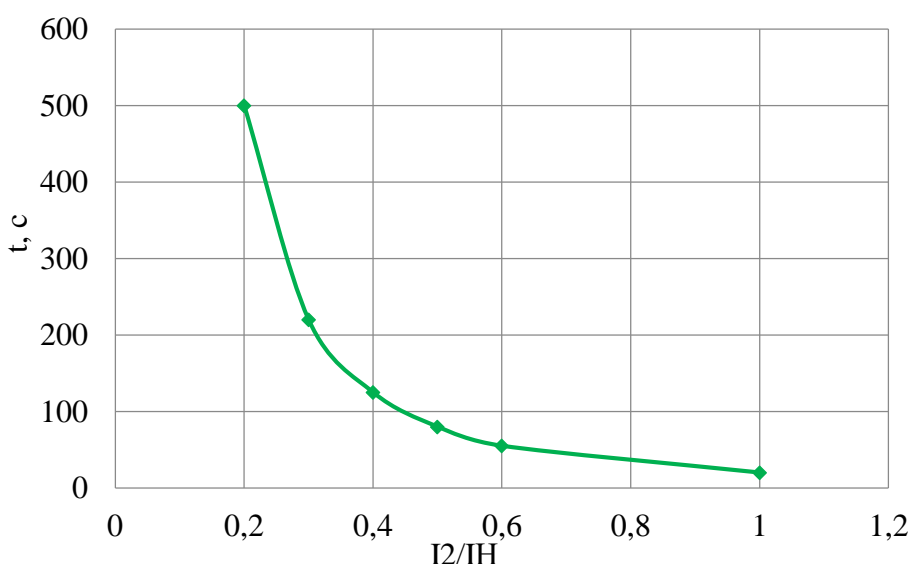


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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:

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

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (0,19 + 0,28 + 2 \cdot 0,12)} = 1,08 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

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

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{МИН}}^2 = I_{\text{кз}} \cdot \frac{E_{\Sigma}}{2 \cdot (X_{\Sigma\Gamma} + X_{\text{Л1}})} + \frac{E_{\text{с}}}{2 \cdot (X_{\text{с}} + \frac{X_{\text{Л1}}}{n-1})} \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{МИН}}^2 = 1,08 \cdot \frac{1,1}{2 \cdot (0,285 + 0,01)} + \frac{1}{2 \cdot (1 + \frac{0,01}{8-1})} = 2,538 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

$$I_{\text{МИН}\Gamma}^* = \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{(N_{\text{ген}} + N_{\text{л}})} = \frac{2,538}{(3+8)} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$I_{\text{МИН}\Gamma}^{\text{ВН}} = I_{\text{МИН}\Gamma}^* \cdot I_{\text{б}} \quad (5.32)$$

$$I_{\text{МИН}\Gamma}^{\text{ВН}} = 0,23 \cdot 0,486 = 112 \text{ А} \quad (5.33)$$

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot I_{2\text{кз}} \cdot K_{\text{T}}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.34)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 112 \cdot \frac{121}{13,8}}{1,3} = 888,71 (0,35 \cdot I_{\text{Н}}). \quad (5.35)$$

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

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.36)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

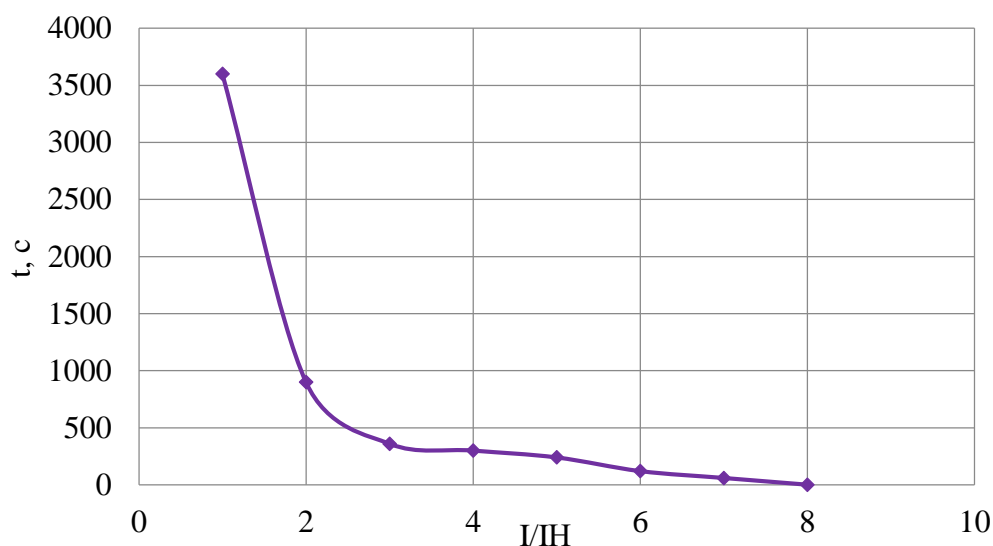


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.38)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.39)$$

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 Бийская ГЭС – Бирюзовая Катунь:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 25,76 + \frac{0,8}{8} \cdot 4,7 = 21,078 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,22 \cdot 121^2}{125} = 25,76 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,22 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{8} \cdot \frac{100}{121^2} \cdot 4,7 = 0,144, \quad (5.42)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,144 \cdot 1,9 = 0,273 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где  $Z_6 = 1,9$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,27 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,64 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4180} = 1,908 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{СЗ 2}} = \frac{Z_{\text{С.З.И}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{1,908 \cdot 5000/5}{13800/100} = 13,82 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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  $0,95 \cdot U_{\text{H}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1740}{870} - 0,95}{0,75} = 4,06, \quad (5.47)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

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

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379, \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,72^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ 2}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{СЗ 2}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,345 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,657 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C32} = \frac{Z_{C.3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,657 \cdot 5000/5}{13800/100} = 4,7 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,0788 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,012 \text{ Ом}$ .

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.

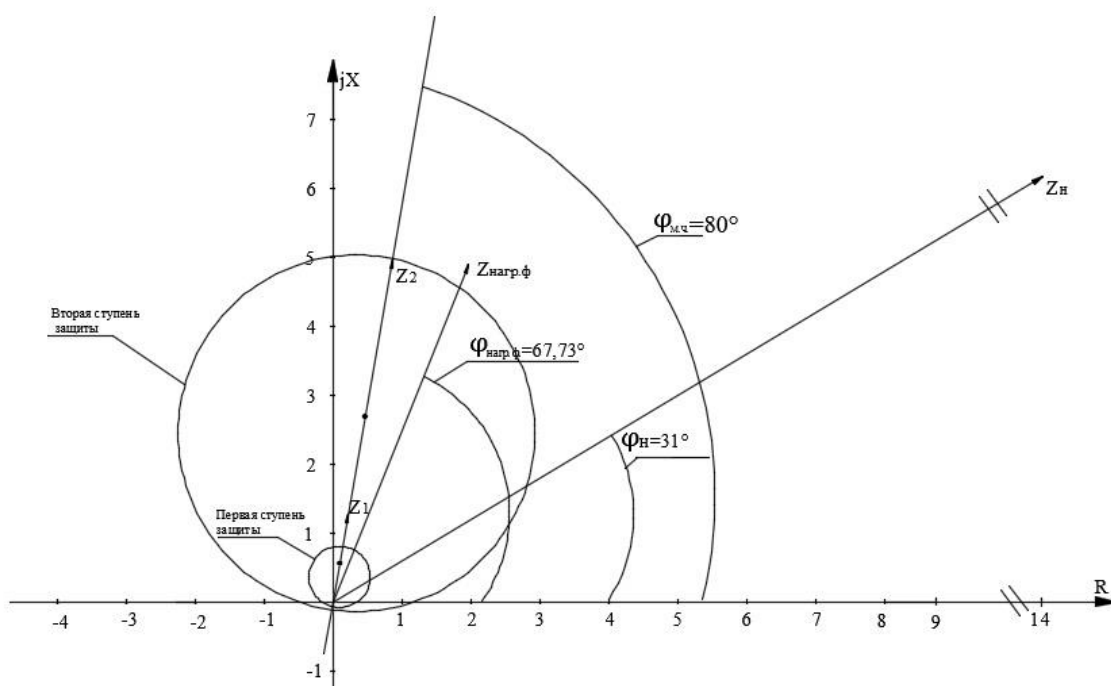


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.54)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.55)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме. В таблице 5.3 представлена перегрузочная способность обмотки ротора.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

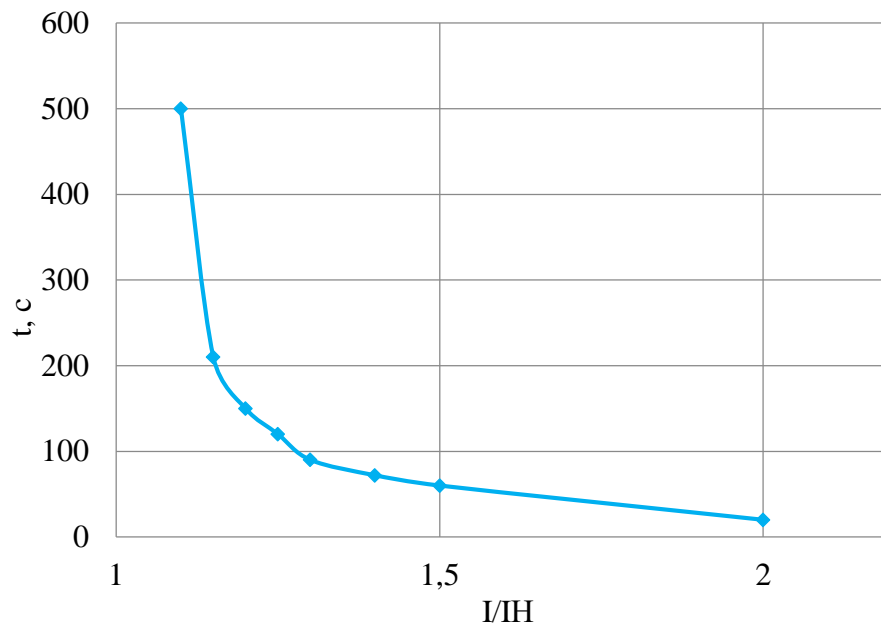


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.56)$$

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.

### 5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	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

Продолжение таблицы 5.4

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

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Действие	Защиты		Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+	
		$t_2$						+		
		$t_3$	+	+	+					
	$U_0$	$t$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+						
		2 ступень $t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	$t_1$					+		
			$t_2$	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	$t_1$					+		
			$t_2$	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+			
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$					+		
			$t_2$	+	+					

## 6 Компоновка 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,  $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;

$V$  – расчетная скорость ветра,  $v = 20$  м/с;

$L$  – длина разгона волны,  $L = 1890$  м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{465 - 415}{2} = 25 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона определяется по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1890}{9,81 \cdot (25 + 0)} = 0,006 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1890}{9,81 \cdot (25 + 0,5 \cdot 0,008)} = 0,006 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1890}{400} = 46,35; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10594,8. \quad (6.8)$$

По графику 6.1 находим и выбираем наименьшее:

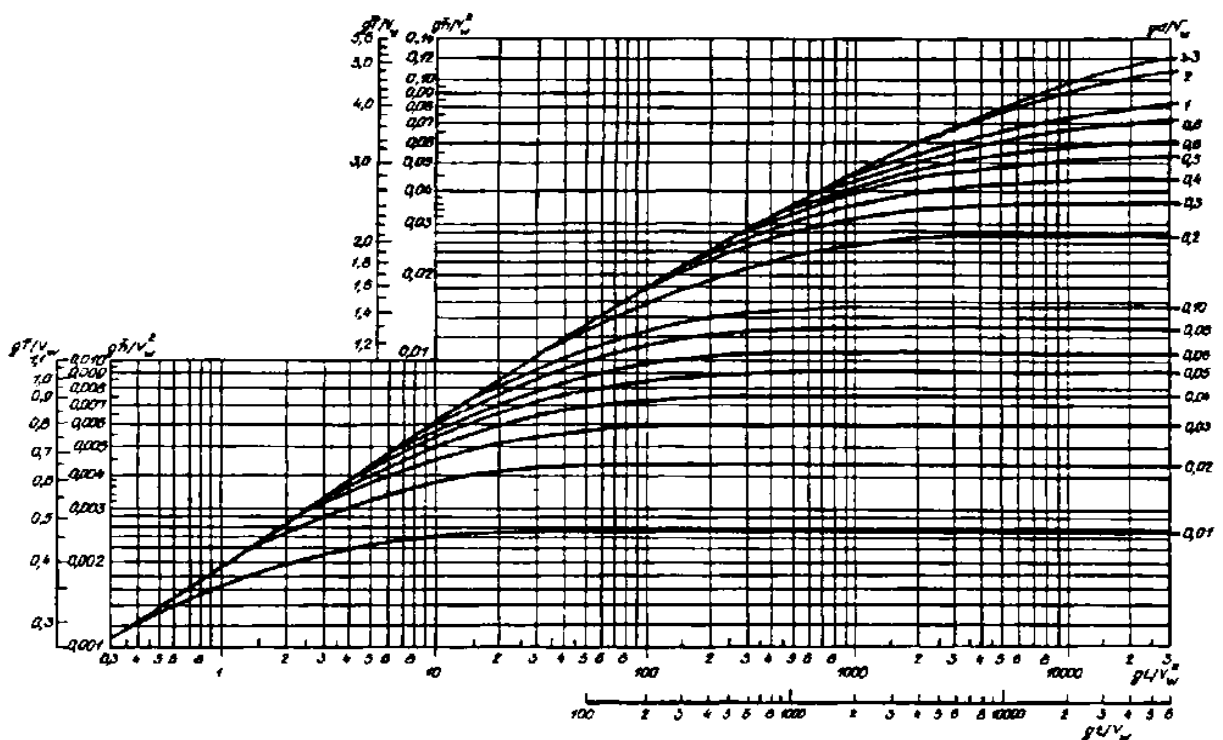


Рисунок 6.1 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,025; \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,08; \quad (6.10)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 4,0; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 2,1 \quad (6.11)$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,022 \cdot v^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 20^2}{9,81} = 1,02 \text{ м;} \quad (6.12)$$

$$\bar{T} = \frac{1,8 \cdot V}{g} = \frac{2,1 \cdot 20}{9,81} = 4,28 \text{ с.} \quad (6.13)$$

-Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{4,28^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 28,6 \text{ м.} \quad (6.14)$$

Проверяем условие:

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

25 м > 14,3 м, т.е. условие глубоководности выполняется.  
Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,504 \cdot 2,1 = 1,059 \text{ м,} \quad (6.13)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику.

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

Получаем:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 * 0,9 * 1,5 * 1,4 * 2,14 = 4,04 \text{ м} \quad (6.14)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равны 1 и 0,9 соответственно;

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра и заложения откоса ( $\text{ctg } \varphi=4$ );

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ .

$$h_s = 4,04 + 0,006 + 0,8 = 4,85 \text{ м,} \quad (6.15)$$

$$\nabla\Pi = 465 + 4,85 = 469,85 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla\Pi = 469,85 \text{ м}$

## 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:

$$Q_{p.осн} = Q_{maxрасч0,1\%} - Q_{ГА} \cdot (n - 1) = 3223 - 230 \cdot (3 - 1) = 2763 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

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:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_6} = \frac{2763}{76,88} = 35,94 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $q_6$  – удельный расход на водосливе:

$$q_6 = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 61,5 = 76,88 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 12,3 = 61,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где  $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 417,3 - 415 = 12,3 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{осн.max}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – допустимая скорость скальных оснований.

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

$$B = b \cdot n, \quad (6.21)$$

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

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

Принимаем 2 пролёта стандартной шириной 18 м, тогда ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = 18 \cdot 2 = 36 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Ширина водосливного фронта с учётом ширины быков:

$$B_B = B + n \cdot \delta_B, \quad (6.23)$$

$$B_B = 36 + (1 + 1) \cdot 3 = 42 \text{ м,} \quad (6.24)$$

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

Окончательно принимаем количество отверстий и быков:

$$n_{\text{отв}} = 2,$$

$$n_{\text{бык}} = 1.$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{р.осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2763}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,8 \text{ м,} \quad (6.25)$$

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:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{р.осн}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{2763}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,42 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент бокового сжатия;  
 $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,8}{18} = 0,92, \end{aligned} \quad (6.27)$$

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 1142 - \frac{1,1 \cdot 1,42^2}{2 \cdot 9,81} = 11,3 \text{ м}, \quad (6.28)$$

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

$v_0$  – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{2763}{(465 - 415)(36 + (2 - 1) \cdot 3)} = \\ &= 1,42 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.29)$$

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

Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 465 - 12 = 453 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Определяем отметку гребня быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 465 + 1,6 \cdot 12 = 472,2 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Отметка гребня быка оказалась больше, чем отметка грунтовой плотины  $\nabla\text{ГП} = 472,2$  м, поэтому она принимается за окончательную отметку гребня плотины:

$$\nabla\text{ГП} = \nabla\text{ГБ} = 472,2 \text{ м}.$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

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



$$Q_{p.пов} = Q_{\max \text{ повер } 0,01\%} - Q_{ГА}, \quad (6.32)$$

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

$$Q_{p.пов} = 4218 - 3 \cdot 230 = 3528 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{3528}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,7 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{3528}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 13,4 \text{ м}. \quad (6.34)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{12,7}{18} = 0,92 \quad (6.35)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{3528}{(465 - 415)(36 + (2 - 1) \cdot 3)} = 1,81 \text{ м/с}, \quad (6.36)$$

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 13,4 - \frac{1,1 \cdot 1,81^2}{2 \cdot 9,81} = 13,26 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla_{ФПУ}_p = \nabla_{ГВ} + H_{пов} = 453 + 13,26 = 466,26 \text{ м}, \quad (6.38)$$

Оставляем отметку ФПУ = 466,5 м, т.к. она достаточна для пропускной способности.

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

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

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка

№ точки	X	Y	№ точки	x	y
1	0	1,51	21	24	14,82
2	1,2	0,43	22	25,2	16,42
3	2,4	0,43	23	26,4	18,09
4	3,6	0,08	24	27,6	19,83
5	4,8	0	25	28,8	22,72
6	6	0,72	26	30	23,52
7	7,2	0,32	27	31,2	25,46
8	8,4	0,72	28	32,4	27,46
9	9,6	1,2	29	33,6	29,54
10	10,8	1,75	30	34,8	31,68
11	12	3,07	31	36	33,88
12	13,2	3,85	32	37,2	36,15
13	14,4	4,72	33	38,4	38,48
14	15,6	5,7	34	39,6	40,86
15	16,8	6,76	35	40,8	43,30
16	18	7,93	36	42	45,81
17	19,2	9,16	37	43,2	48,37
18	20,4	10,47	38	44,4	50,98
19	21,6	11,84	39	45,6	53,65
20	22,8	13,29	40	48	59,16

### 6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим тип гидравлического прыжка.

Находим критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расчетн}^2}{g \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2763^2}{9,81 \cdot (36 + (2 - 1) \cdot 3)^2}} = 8,3 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 465 - 415 = 50 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{101}{8,37} = 12,06 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ .

Соответственно:  $\xi_c = 0,23$ ;  $\xi_c'' = 2,9$ .

Первая сопряженная глубина:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 8,37 = 2,57 \text{ м}, \quad (6.42)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,7 \cdot 8,37 = 20,1 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=3228$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $h_{НБ} = 12,3$  м, следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. В качестве гасителя энергии потока назначается отброс струи носком трамплином.

#### 6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 2 = 14,9 + 2 = 16,9 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где  $h_{НБmax} = 14,9$  м – глубина в НБ при  $Q = 0,01\%$ .  
Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 415 + 16,9 = 431,9 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 465 - 431,9 = 33,1 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 33,1} = 22,94 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.47)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,9$ .  
Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{70,85}{22,94} = 3,09 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{2763}{39} = 70,85 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.49)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,94^2}{9,81 \cdot 3,09} = 17,36. \quad (6.50)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.51)$$

где  $K_a$  – Коэффициент аэрации,  $K_a = 0,9$ ;  
 $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30$ .

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} - h_{\text{НБ}} = 465 - 415 - 14,9 = 35,1 \quad (6.52)$$

Тогда:

$$\begin{aligned} L &= 1 \cdot 33,1 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30 \cdot \left( 0,9 + \sqrt{1 + \left( \frac{35,1}{33,1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30}} \right) \\ &= 42,22 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.53)$$

Выполним проверку достаточности отлёта струи:

$$0,5 \cdot (\nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{ДНА}}) = 0,5 \cdot (467 - 415) = 26 \text{ м}. \quad (6.54)$$

$$L > 0,5 \cdot (\nabla_{\text{ГП}} - \nabla_{\text{ДНА}}); \quad (6.55)$$

$$42,22 > 26 \text{ м}.$$

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

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.56)$$

$$\begin{aligned} \text{где } t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{17,36}) \cdot \sqrt{17,36} \cdot \\ &\sqrt[4]{\frac{12,3}{0,5}} \cdot 3,09 = 24,5; \end{aligned} \quad (6.57)$$

$d$  – средняя крупность отдельностей, принимает  $d=0,5$  м.

Таким образом:

$$H_p = 24,5 - 12,3 = 12,2 \text{ м} \quad (6.58)$$

Расстояние до размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1}, \quad (6.59)$$

где

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.60)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,3 \cdot \cos 35 + 16,9 - 12,3)}{22,94^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,91, \quad (6.61)$$

$$L_1 = 42,22 + \frac{24,5}{0,91} = 69,2 \text{ м}. \quad (6.62)$$

Ширина ямы размыва:

$$b = 2,4h_{\text{кр}} + 3,7H_p, \quad (6.63)$$

$$b = 2,5 \cdot 8,3 + 3,7 \cdot 12,2 = 65,89 \text{ м}. \quad (6.64)$$

## 6.5 Конструирование бетонной плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по низу.

При этом профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Ширина подошвы водосливной плотины по основанию, по первому условию, определяется по формуле:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.65)$$

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

$h$  – высота треугольника, вписываемого в плотину:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 465 - 415 = 50 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Ширина подошвы водосливной плотины по основанию (таблица 6.2):

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.67)$$

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

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

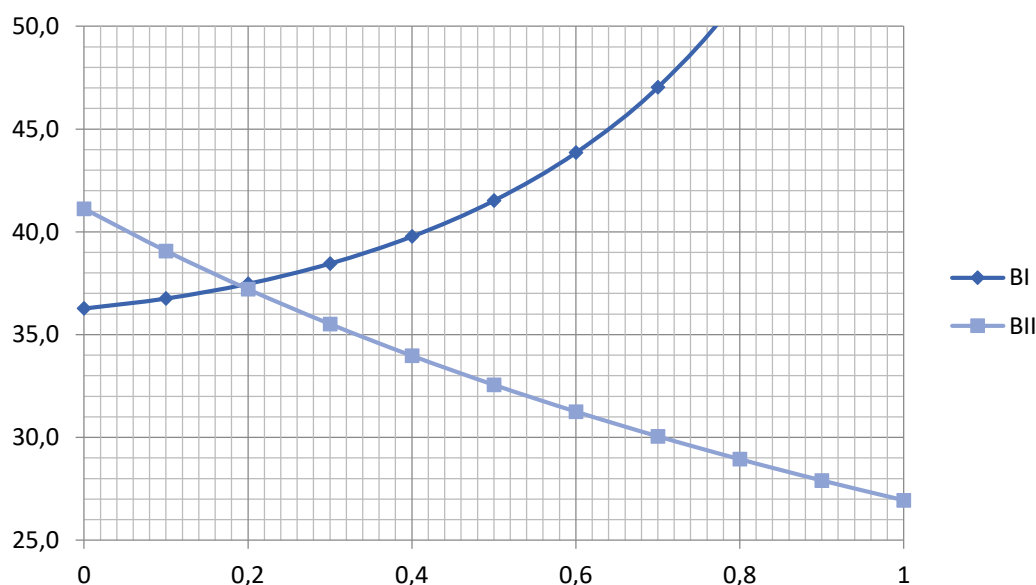


Рисунок 6.3 – График зависимостей  $B = f(n)$

Принимаем  $B = 37,4$  м.

## 6.6 Конструирование элементов подземного контура плотины

Бетонные плотины на скальном основании имеют такие противофильтрационные элементы как: цементационную завесу и вертикальный дренаж. Противофильтрационные устройства служат для уменьшения противофильтрационного давления на подошву плотины.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n, \quad (6.68)$$

где  $B_n$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot 37,4 \text{ м,} \quad (6.69)$$

$$l_1 = 1,87 \div 3,74 = 2,62 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}}, \quad (6.71)$$

где  $H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 465 - 416,5 = 48,5 \text{ м.}$  (6.72)

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 48,5 = 29,1 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.74)$$

Принимаем

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 29,1 = 14,55 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,8 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.76)$$

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.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{28,98 \cdot 1,25}{15} = 2,42 \text{ м.} \quad (6.77)$$

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

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

$$l_2 = \frac{2,42}{2} = 1,21 \text{ м;} \quad (6.78)$$

Принимаю  $l_2 = 5 \text{ м.}$

## 6.7 Быки

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

**Толщина быка по рекомендациям А.Р.Березинского: при  $10 < b < 20$  м  $\delta_B = (0,12 \div 0,16)b = 2,16 \div 3,02$  м.** При данной толщине быка он принимается разрезным.

Примем толщину быка:  $\delta_B = 3$  м;

## 6.8 Разрезка плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными (в отличие от температурно-осадочных на нескальных основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 12 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Деформационные температурно-усадочные швы устраивают вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов - 1-2 см.

Ширина раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом или установки битумных матов, принимается 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, (просвет шва исчезнет), а при самой низкой максимально раскроется.

## 6.9 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 15 м размером 2x2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5x4 м.



## 6.10 Статические расчёты плотины

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

$$\nabla ВВ = НПУ = 465 \text{ м}$$

$$\nabla НБ = \nabla НБ(Q_{ВХК}) = 416,5 \text{ м.}$$

### 6.10.1 Вес сооружения

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

$$S_{пл} = 1003 \text{ м}^2;$$

$$S_{б} = 1206 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1003 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 3} = 20141 \text{ кН/м.} \quad (6.79)$$

где  $\rho_{б}$  – плотность бетона;  
 $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;  
 $b$  – ширина пролета;  
 $\delta_{б}$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1206 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{18 + 3} = 4056 \text{ кН/м.} \quad (6.80)$$

где  $S_{б}$  – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.81)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\GammaВ + 0,5) \cdot b = (467,5 - 453 + 0,5) \cdot 18 = 261 \text{ м}^2. \quad (6.82)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 261\sqrt{261} \cdot 9,81 = 2275 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g(\nabla\Pi_{ПУ} - \nabla\GammaВ)^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81(465 - 453)^2 \cdot 0,5 \cdot 18 = 12714 \text{ кН}. \quad (6.84)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b} = \frac{2275}{18} = 108,3 \text{ кН/м}. \quad (6.85)$$

### 6.10.2 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:

$$H_d = \nabla\Pi_{ПУ} - \nabla\Pi_{Б_{min}} = 465 - 416,5 = 48,5 \text{ м},$$

$$\Delta H_{ас} = 0,4 * H_{max} = 0,4 * 48,5 = 19,4 \text{ м},$$

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

$$\Delta H_{др} = 0,2 * 48,5 = 0,2 * 48,5 = 9,7 \text{ м},$$

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

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 48,5 - 19,4 = 29,1 \text{ м}.$$

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:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla \text{НБ}_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 37,4 \cdot 1,5 = 550 \text{ кН.} \quad (6.61)$$

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:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 219,4 = 2152 \text{ кН.} \quad (6.62)$$

где  $S_{\text{ф}} = 219,4 \text{ м}^2$  – площадь фильтрационного давления.

### 6.10.3 Сила гидростатического давления воды

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

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 50^2}{2} = 12625 \text{ кН/м.} \quad (6.63)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1,5^2}{2} = 11 \text{ кН/м.} \quad (6.64)$$

### 6.10.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,14 \cdot \left( \frac{28,6}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 96,8 \text{ кН} \quad (6.65)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,14^2}{28,6} = 0,23 \text{ м.} \quad (6.66)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{28,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,14 = 3,75 \text{ м.} \quad (6.67)$$

### 6.10.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяем по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.68)$$

где  $\gamma_H = 11 \text{ кН/м}^3$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  
 $h_H = 2$  - толщина слоя наносов,  
 $\varphi_H = 20^\circ$  - угол внутреннего трения наносов.

Тогда:

$$p_H = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 10,8 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

Найдем равнодействующую давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{10,8 \cdot 2}{2} = 10,8 \text{ кН}; \quad (6.69)$$

### 6.10.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится 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 принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_B$	1,0	→	12625	16,6	209575
$T_H$	1,0	←	11	0,47	-5,2
$G_6$	0,95	↓	2903	18,7	-54290
$G_{III}$	0,95	↓	19134	15,3	-4292749

Продолжение таблицы 6.3

$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	550	0	0
$W_{\phi}$	1,0	↑	2152	8,04	17305
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	96,8	2,48	240
$q_3$	0,9	↓	97	57,6	-5614
$\sum M$					
$\sum N_{\text{верт}}$			-125539		
			24837		

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:

$$\sigma_y^u = -\frac{24837}{37,4} + \frac{6 \cdot (125539)}{37,4} = -126 \text{ кН/м}^2, \quad (6.70)$$

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:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -126 \cdot 0 - 10 \cdot 50 \cdot (1 - 0) \\ &= -500 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.71)$$

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.72)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 - 126 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 50 \cdot 0 \\ &= -126 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 50 = -500 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

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

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{24837}{37,4} - \frac{6 \cdot 125539}{37,4^2} = -1203 \text{ кН/м}^2. \quad (6.75)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1203 \cdot 0,765^2 - 10 \cdot 1,5 \cdot (1 - 0,765^2) = -710 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.76)$$

где  $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;  
 $m_t = 0,75$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,5 - 1203) \cdot 0,765 = 532; \quad (6.77)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1203 \cdot (1 + 0,765^2) + 10 \cdot 1,5 \cdot 0,765^2 = -1117 \end{aligned} \quad (6.78)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,5 = -15 \text{ кПа}. \quad (6.79)$$

Таблица 6.4 - Расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины

$\sigma_y^u$ , кПа	-126	$\sigma_y^t$ , кПа	-1203
$\sigma_x^u$ , кПа	-500	$\sigma_x^t$ , кПа	-710
$\tau_{xy}^u$ , кПа	0	$\tau_{xy}^t$ , кПа	532
$\sigma_1^u$ , кПа	-126	$\sigma_3^t$ , кПа	-15
$\sigma_3^u$ , кПа	-500	$\sigma_1^t$ , кПа	-1117

Проверяем следующие условия:

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

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_{max}| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.80)$$

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,  $\gamma_{cd} = 1,0$ .

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_{max}|}{\gamma_{cd}}; \quad (6.81)$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1,0 \cdot |-500|}{1,0}; \quad (6.82)$$

$$R_b \geq 625 \text{ кПа.}$$

Из условия прочности на сжатие принимаем класс бетона В5, для которого  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

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

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

$$-126 \text{ кН/м}^2 \leq 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

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

$$126 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 101; \quad (6.84)$$

$$126 \geq 125.$$

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

### 6.11 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.85)$$

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):

$$\begin{aligned}
 R &= (G_{nl} + G_B - W_{эзв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\
 &= (19134 + 2903 - 550 - 2152 + 97) \cdot 0,7 + 110 \cdot 37,4 \\
 &= 20184 \text{ кН/м},
 \end{aligned}
 \tag{6.86}$$

где  $c = 110 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;  
 $\omega = B_n \cdot 1 = 37,4 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_e - T_n + W_{вол} = 12625 - 11 + 96,8 + 10,8 = 12722 \text{ кН/м.} \tag{6.87}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{20184 \cdot 0,9}{12722 \cdot 1} \geq 1,31, \tag{6.88}$$

$$1,31 \geq 1,25 .$$

Условия выполняются, следовательно, сооружение удовлетворяет условию прочности и надёжности. 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 ликвидации 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 вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную

потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и 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 водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- 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, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

### **7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение 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 Технико-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».

$$N_{\text{уст}} = 255 \text{ МВт.}$$

Энергия, вырабатываемая станцией определяется как произведение мощности на количество часов в сутках.

$$E = N_{\text{уст}} \cdot 24\text{ч} = 255 \cdot 24 = 6120 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (8.1)$$

Оценка объемов продаж указана в таблице 8.1.

Таблица 8.1. Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Установленная мощность	МВт	255,00	255,00	255,00
Число часов использования установленной мощности	часы	5 700,00	5 700,00	5 700,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	121 125,00	121 125,00	121 125,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1 211,25	1 211,25	1 211,25
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	119 913,75	119 913,75	119 913,75
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	12 300,00	12 696,00	13 092,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	122 911	126 868	130 825
НДС к выручке	млн.руб.	18 749	19 352	19 956

### 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 расчёте на 1 МВт установленной мощности. 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	65 076
Прочие	274,0	69 870
Итого по ГЭС	-	134 946

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

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, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС» (Единая Энергосистема)	135380 руб./МВт	34,521
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	1,097 руб./МВт *ч	2,416
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,318 руб./МВт*ч	0,700
Итого	-	37,639

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

Текущие затраты приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	17,825	18,000	18,000	18,000
Расходы на страхование	6,257	6,084	5,911	5,739
Эксплуатационные затраты	134,946	134,946	134,946	134,946
Расходы на ремонт производственных фондов	4,693	6,845	6,650	6,456
Расходы на услуги регулирующих компаний	35,588	37,352	37,639	37,639
Налог на воду	2021	2022	2023	2024
Итого	17,825	18,000	18,000	18,000

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 Бийская 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 Бийской 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.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

					млн.руб.
Налоги	2018	2019	2020	2021	2022
НДС	198,231	410,915	427,092	442,396	457,607
Налог на прибыль	207,103	379,646	394,134	407,837	421,455
Взносы в социальные фонды	2,472	2,472	2,472	2,472	2,472
Налог на имущество	14,145	13,663	13,267	12,871	12,475
<b>Итого</b>	<b>421,952</b>	<b>806,698</b>	<b>836,966</b>	<b>865,577</b>	<b>894,010</b>

Налоговые выплаты в Федеральный бюджет представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млн. руб.	4,951	17,853	421,952	806,698	836,966
В Федеральный бюджет, млн. руб.	2,472	5,533	417,084	803,610	834,274
В региональный бюджет, млн. руб.	2,479	15,381	14,145	13,663	13,267

#### 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 показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования				
		2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто)	млн. руб.	725	1868	2115	2196	2272
Текущие расходы	млн. руб.	202	213	214	213	213
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	523	1656	1901	1983	2059
Налог на прибыль	млн. руб.	9	28	32	33	34
НОРАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	514	1628	1869	1950	2025

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.3.

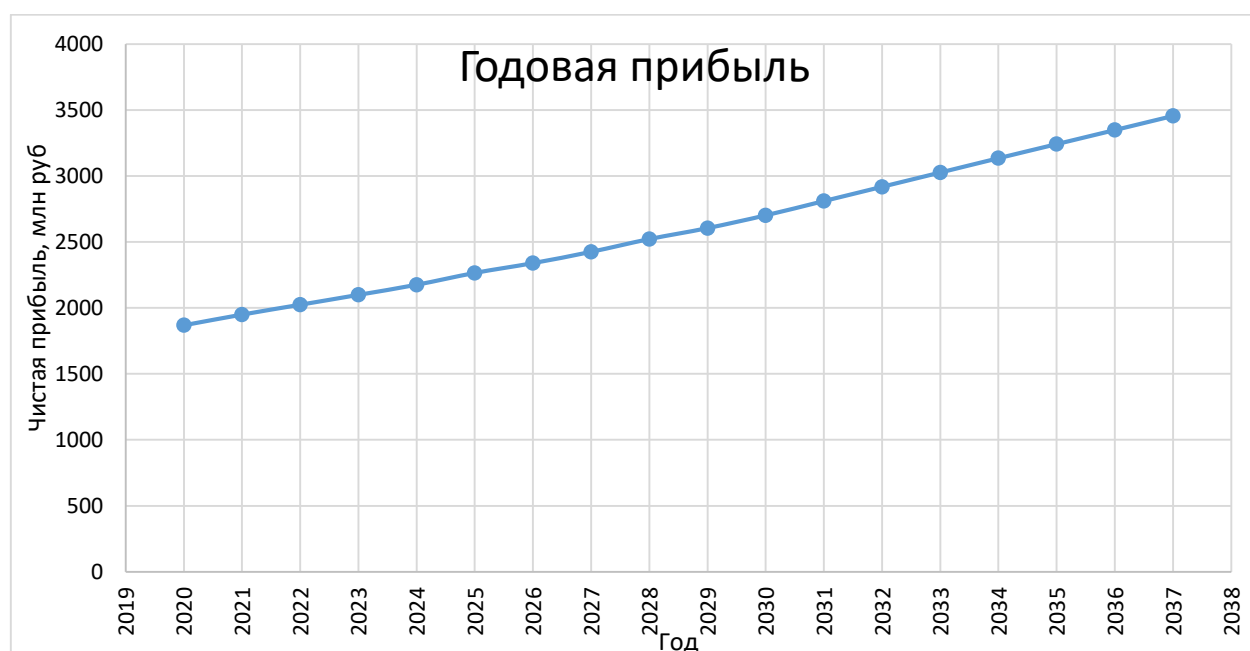


Рисунок 8.3- Динамика чистой прибыли, млн. руб.

### 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 Бийской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	76
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	8408,63
Индекс прибыльности - PI	1,7
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт·ч	0,1
Удельные капиталовложения, руб/КВт	78292,56

## 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.

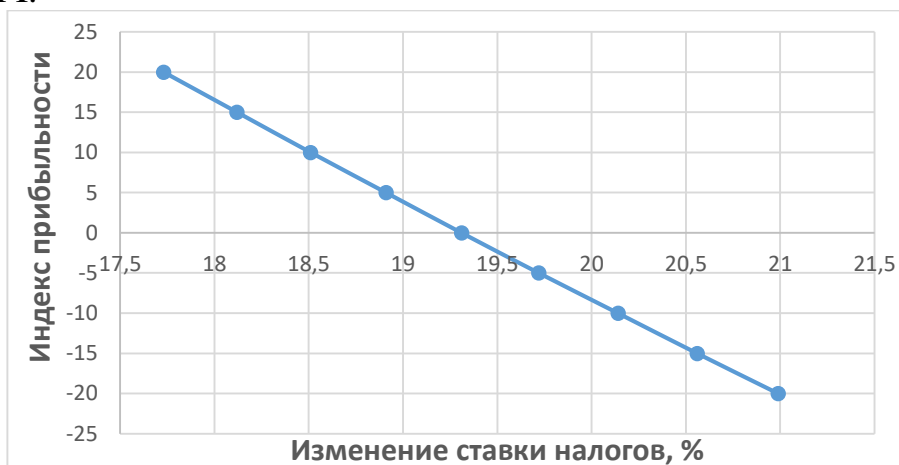


Рисунок 8.4 - Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов

По данному графику видно, что увеличение ставки налога влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

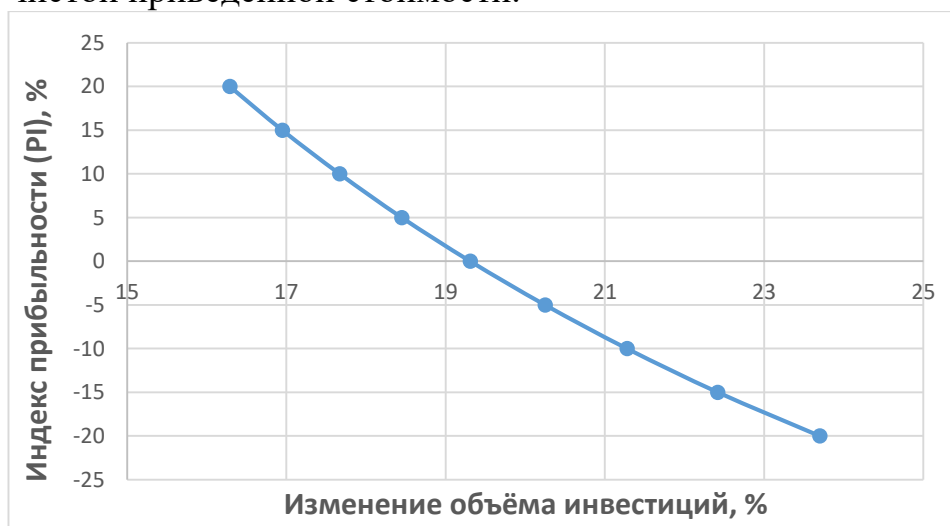


Рисунок 8.5 - Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объема инвестиций

На рисунке 8.6 видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

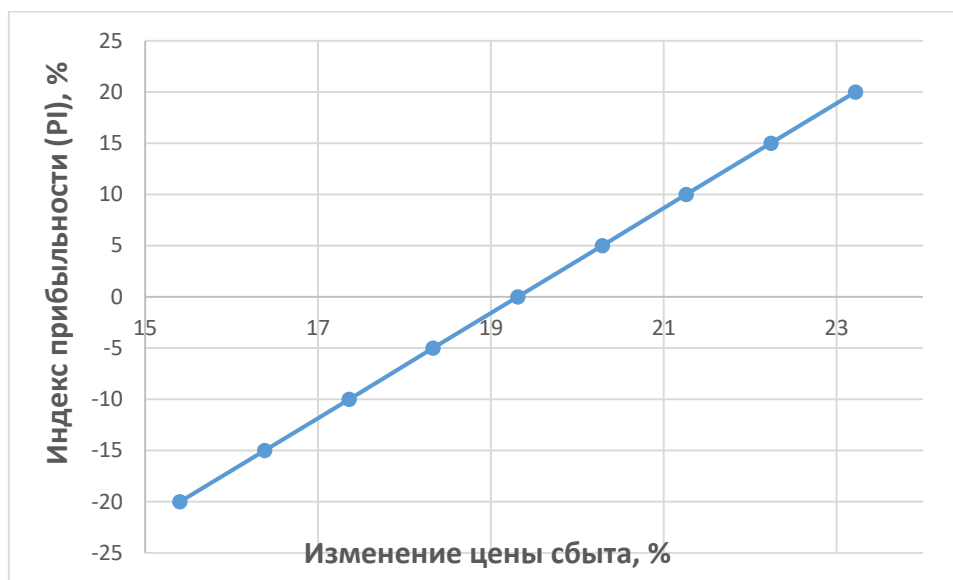


Рисунок 8.6 - Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии

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.

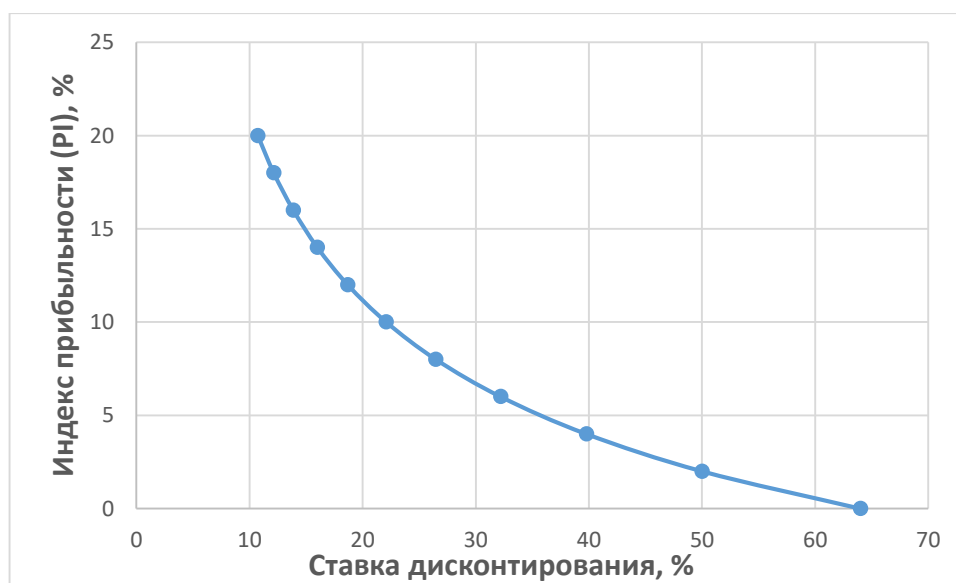


Рисунок 8.7 - Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

## **9 Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях. Оценка потерь воды на гидроузлах и методы их снижения.**

### **9.1 Рациональное использование воды на гидроэлектростанциях.**

В задачу эксплуатационной организации входит обязанность наиболее полного использования водно-энергетических ресурсов. Все гидростанции России руководствуются «Правилами использования водных ресурсов водохранилищ», утверждаемыми Министерством природных ресурсов страны для каждого или группы (каскада) водохранилищ. Этими Правилами определяются граничные параметры водохранилищ (УВБ, навигационные расходы, расходы санитарного попуска и др.). Санитарный попуск - это минимальный расход в реке, обеспечивающий разбавление сточных вод до санитарных норм. Цель указанных Правил - наиболее полное удовлетворение требований энергосистемы и других водопользователей в водных ресурсах.

В результате учёта требований всех заинтересованных организаций составляется диспетчерский график наполнения - сработки водохранилищ. Он является главным нормативным документом для ГЭС при регулировании параметров энергосистемы и покрытия графика её нагрузки.

Учитывая очень низкую достоверность долгосрочных прогнозов приточности реки, питающей водохранилище, персонал ГЭС должен наряду с соответствующими службами энергосистемы и организациями федеральной гидрометеослужбы составлять варианты прогнозных графиков режима водохранилища с целью максимального использования водных ресурсов на производство электроэнергии, соблюдая указанные выше Правила.

Для ГЭС с водохранилищами годичного регулирования, особо сложными для рационального использования водных ресурсов, являются маловодные и многоводные годы. Предсказание (прогноз) природных гидрологических явлений - исключительно сложная задача. Опыт в этом накапливается годами, оптимальное распределение водных ресурсов в этих условиях приносит большой экономический эффект. В маловодный год своевременный переход на пониженные расходы в нижнем бьефе позволит максимально накопить водохранилище и создать запас для осенне-зимнего максимума нагрузки. В многоводный год своевременная корректировка графика производства электроэнергии с увеличением её до максимально возможной в период от начала половодья и до его спада принесёт большую дополнительную прибыль.

Учёт многих обстоятельств в период наполнения водохранилища, в особенности в многоводные годы, относится к своего рода искусству эксплуатационного персонала. Интенсивность наполнения водохранилища может ограничиваться предельными возможностями гидротехнических сооружений. Сброс излишней воды (холостые сбросы) определяется также возможностями ГЭС и условиями водопользователей на прибрежных территориях. Стремление к максимальной загрузке агрегатов должно ограничиваться их физическими возможностями, определяемыми характеристиками, а кроме того, необходимо организовать так ремонтно-профилактическую кампанию, чтобы быть уверенным, что в период половодья

не возникнет дефектов, требующих остановки агрегатов. Преждевременные холостые сбросы создают риск не заполнить водохранилище, поскольку предсказуемость половодий очень низкая. Опоздание с началом холостых сбросов увеличивает риск, связанный в последующем не только с большим объёмом сброса воды, но и с тем, что сброс воды будет происходить при более высоких напорах, т.е. с большими удельными нагрузками на водосбросные сооружения и возможными их повреждениями, а также с резким увеличением уровней в нижнем бьефе по сравнению с бытовыми. Стремление наполнить водохранилище до максимально возможного уровня в половодье может не позволить принять в водохранилище летне-осенние дождевые паводки, которые вообще не прогнозируются, и тогда вновь может возникнуть необходимость в холостых сбросах. Всё это показывает насколько сложным и ответственным является выбор режима водохранилища.

Режимы водохранилищ суточного и многолетнего регулирования также имеют свои особенности. В каждом конкретном случае они должны тщательно прорабатываться проектной организацией. Организация режима водохранилища должна учитывать все сезонные природные явления, присущие району гидроузла, т.е. всё, что связано, например, с ледоставом, ледоходом, миграцией сора и воздействием их на решётки турбин, на затворы и т.п.

## **9.2 Учёт стока расходомерами**

В соответствии с требованиями государственного учета вод необходимо устанавливать расходомеры на всех водозаборных и водосбросных сооружениях для измерения количества забираемой и сбрасываемой воды. Это обеспечит:

- уменьшение времени и трудозатрат на производство измерений;
- повышение точности измерений;
- получение документальных данных о работе оборудования;
- возможность автоматизировать управление водным режимом.

Требования к расходомерам.

Надежность работы. Наиболее важным требованием при выборе расходомера является его надежность и продолжительность срока службы. Оценка надежности проводится по средней продолжительности безотказной работы приборов. Показатели надежности определяются разработчиками совместно с заводом-изготовителем на образцах опытно-промышленной партии. Гарантийный срок работы расходомеров и уровнемеров должен быть не менее 18 мес.; в течение этого времени заводом-изготовителем должны устраняться все неисправности в работе приборов.

Класс прибора.

Установленные на ГЭС расходомеры должны обеспечить получение среднесуточного расхода (стока) с погрешностями, не превышающими приводимые ниже значения, в зависимости от пропуска воды через следующие гидросооружения:

Гидроагрегаты ГЭС - 3%

Безнапорные водосливные отверстия - 4%



Шлюзы и транспортные средства - 5%

Напорные водосливные отверстия - 6%

Для выполнения этих требований расходомеры гидротурбин должны иметь класс не ниже 2,0, а расходомеры для гидротехнических сооружений - 2,5.

Материалы. Элементы конструкции, материалы и детали, применяемые для изготовления прибора, должны быть устойчивы к коррозии, возникающей под влиянием высокой влажности, колебаниям температуры, вибрации и др. Поскольку расходомеры, устанавливаемые на ГЭС, находятся в условиях повышенной влажности, а в южных районах страны и повышенной температуры, то они должны изготавливаться в тропическом исполнении - сохранять работоспособность при температуре воздуха до 65°C и относительной влажности до 98%.

Выходные параметры. Расходомеры и суммирующие устройства должны иметь унифицированный выходной сигнал, который может подаваться на записывающие или общие суммирующие устройства или непосредственно в вычислительную машину для регистрации и обработки данных по расходу (стоку) воды.

Периодичность измерений. В зависимости от конкретных задач учета расхода (стока) может требоваться различная периодичность снятия показаний расходомеров. Например, если предполагается на базе расходомерного устройства автоматизировать внутростанционное распределение нагрузки между гидроагрегатами с целью получения максимального КПД, гидроэлектростанции, то измерения требуются непрерывные или с небольшими интервалами - от нескольких секунд до нескольких минут.

Расходомеры, предназначенные для учета расхода (стока) воды в соответствии с требованиями государственного учета вод или управления режимами работы водохранилища, а также для решения различных водохозяйственных и водобалансовых расчетов, могут иметь периодичность измерений 5 - 10 мин, а в некоторых случаях и большую.

Пределы измерения. Расходомерные устройства должны давать надежные данные при работе гидроагрегата в режимах от холостого хода до максимальной нагрузки (или полного открытия направляющего аппарата гидротурбины, если максимальная нагрузка достигается при частично открытом направляющем аппарате).

Помехозащищенность. Дополнительные погрешности, вызываемые изменением напряжения и частоты питающей сети, сильным магнитным полем в окружающем прибор пространстве и прочим, должны быть уменьшены за счет помехозащитных устройств до значений, обеспечивающих получение результата измерения в допустимых пределах погрешности.

Иные метрологические характеристики расходомеров - время прохождения указателем всей шкалы (быстродействие), вид диаграммы,

скорость вращения диаграммного диска или ленты, габаритные размеры прибора и его внешнее оформление - устанавливаются из соображений удобства проведения измерений (на основании опыта эксплуатации приборов), технических возможностей завода-изготовителя, требований технической эстетики.

### **9.3 Оценка потерь воды на гидроузлах**

Сток воды, проходящий через створ гидроузла, складывается из расходов воды через гидроагрегаты; расходов, сбрасываемых через различные водопропускные сооружения (холостые водосбросы, шлюзы, промывные галереи и т.д.); расходов на фильтрацию и различного рода протечек (через неплотности затворов, закрытые направляющие аппараты гидротурбин, ворота шлюзов и т.п.) и расходов на собственные нужды. В общем балансе стока воды через гидроузел эти компоненты не равноценны. Подавляющее большинство ГЭС, особенно входящих в состав каскадов и имеющих водохранилища достаточного объема, пропускает в основном весь расход воды через гидротурбины. Водосбросные сооружения работают непродолжительное время в паводочный период или во время останова гидроагрегатов (планового или аварийного) и только в том случае, если отсутствует свободный объем водохранилища. На ряде ГЭС водосбросы включаются в работу даже не каждый год, а лишь в многоводные паводки.

Фильтрационные расходы воды под сооружениями гидроузла и через земляные плотины, а также протечки через неплотности затворов и закрытые направляющие аппараты гидротурбин, как правило, ежедневно не измеряются, а принимаются в качестве постоянной составляющей. Фильтрационные расходы определяются расчетным путем или принимаются из проектных данных, или устанавливаются на основании опыта эксплуатации либо натурных испытаний. Следует отметить сложность определения данного вида расходов воды через створ гидроузла, а в некоторых случаях, когда истечение происходит под уровень, практическую невозможность их определения.

Суммарные фильтрационные расходы от всех видов протечек воды на ГЭС при исправных уплотнениях затворов и направляющих аппаратов гидротурбин обычно невелики и составляют незначительную часть общего расхода через гидроузел; в некоторых случаях эти расходы целесообразно не

учитывать вообще, поскольку их значение находится в пределах точности измерений расходов гидротурбин и водосбросов.

На малых ГЭС, где иногда фильтрационные расходы составляют значительную долю общего стока, рекомендуется натурное уточнение их значения.

Потери воды из водохранилища происходят вследствие испарения, фильтрации и оседания льда на берегах при зимней сработке водохранилища. Для ГЭС оказывается «потерянной» также вода, забираемая из ее верхнего бьефа на орошение, водоснабжение, шлюзование судов и т. п.

Испарение. С созданием водохранилищ увеличивается испарение. Полные потери испарения определяются произведением площади зеркала водохранилища  $F_v$  на толщину слоя испарившейся воды  $h_v$ .

Удельные потери воды на дополнительное испарение в Средней Азии в 15 раз больше, чем на севере Европейской части СССР.

Из всех водохранилищ юга Европейской части СССР потери на дополнительное испарение из водохранилищ составляют в среднем более 10 км<sup>3</sup> в год.

Фильтрация. Различают потери, воды вследствие фильтрации через тело плотины, под нею и в обход ее через толщу грунта и через неплотности затворов плотин и направляющих аппаратов турбин.

При сработке водохранилища в зимний период лед оседает на берегах. Весной лед тает и пополняет сток воды. Но для водохранилищ годичного регулирования пополнение стока весной обычно лишь увеличивает объем холостых сбросов через плотину. Таким образом, оседание льда на берегах представляет потери для энергетики.

Приток воды в водохранилище является одной из ключевых характеристик, влияющих на режим эксплуатации ГЭС. Точный расчет притока, а также его своевременный прогноз создают предпосылку для принятия наиболее рациональной схемы регулирования водохранилища, а значит, повышают экономическую эффективность и безопасное использование сооружения.

#### 9.4 Оценка потерь воды на примере проектируемой Бийской ГЭС

На рисунке 9.1 представлены потери воды на Бийском гидроузле

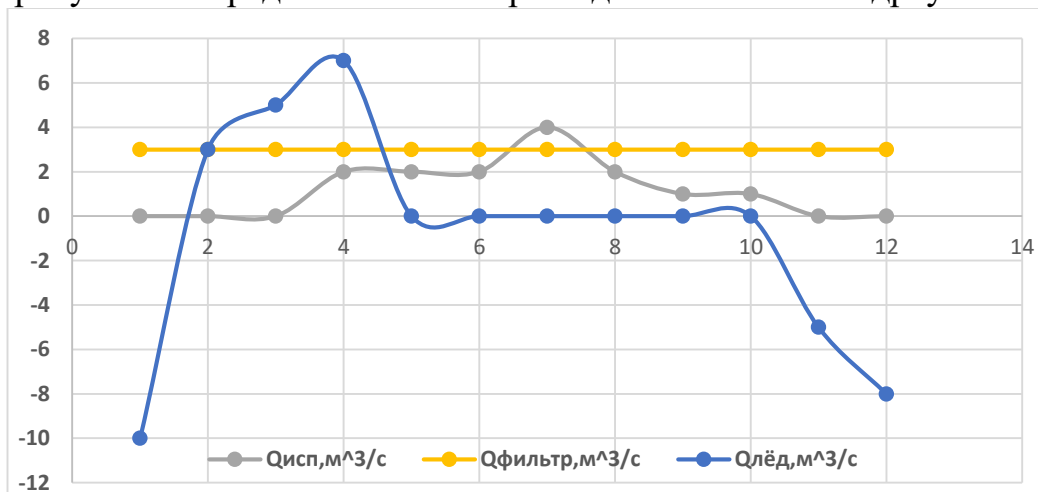


Рисунок 9.1 – Потери воды на Бийском гидроузле

## 9.5 Методы снижения потерь воды на гидроузлах

Самым эффективным методом снижения потерь является сработка без холостых сбросов. Холостые сбросы являются современной проблемой гидроэнергетики, ввиду сложности предсказания поведения реки. Оптимальным вариантом является каскадное использование водных ресурсов, планирование капитальных ремонтов, а также составление водно-энергетических расчётов в зависимости от притока.

Несмотря на то, что все водосбросные сооружения гидроэлектростанций имеют расходные характеристики, наладить надёжный учёт стока воды через них обычно более сложно, чем через гидротурбины. В отличие от гидротурбин, на которых большая часть погрешностей возникает из-за методики определения среднесуточного напора и мощности и меньшая - из-за неточностей характеристики, для водосбросных сооружений определяющим фактором является точность расходной характеристики.

Характеристики водосбросных гидросооружений в основном построены на основании расчёта, а для отдельных крупных или ответственных сооружений - на основании модельных исследований; для сравнительно ограниченного числа сооружений характеристики построены на основании натуральных испытаний. Как показывает опыт эксплуатации, расчётом и даже модельными исследованиями не всегда можно учесть все особенности и факторы, влияющие на пропускную способность сооружения. Например, трудно моделировать реальные условия подхода потока к сооружению, распределение скоростей внутри него, трудно при расчёте точно подобрать коэффициенты местных сопротивлений, шероховатости, бокового сжатия и т.д. Некоторые факторы, влияющие на пропускную способность, выявляются уже после постройки сооружения и поэтому вообще не могут быть учтены расчётом (качество выполненных работ, действительные размеры сооружения и т.п.).

Расходная характеристика может изменяться также и в процессе эксплуатации гидросооружения, после ремонтов или частичных реконструкций его узлов, из-за изменений условий подхода потока к водосбросу при заилении водохранилища и по другим причинам. В результате действительная расходная характеристика может отличаться от проектной на 15 - 20%, а иногда и больше.

Повысить точность учёта стока воды возможно путем уточнения проектных или модельных данных натурными испытаниями гидросооружения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Бийской ГЭС, с плотиной высотой 57,2 м на реке Бия, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 4200 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 3200 \text{ м}^3/\text{с}$ . В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Бийской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 255 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 454,54 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет 4,29 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,25 млрд. кВт·ч.

На втором 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 – 48,50 м;

расчетный – 41,40 м;

минимальный – 27,00 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 690 м<sup>3</sup>/с.

Была выбрана турбина типа ПЛ50–В. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с тремя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5,3 м. Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-40 с номинальной активной мощностью 90 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ 110 кВ, а также структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства – "две системы рабочих шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 125000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1600/15 У1.

Распределительное устройство принято типа ОРУ, т.к. этот вариант экономически выгодный.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-15 производства «Электроаппарат».

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Бийская

– станционная часть;

– правобережная и левобережные грунтовые плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

– ширина подошвы – 27,4 м;

– отметка подошвы водосливной плотины – 415,00 м;

- отметка гребня водослива – 453 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,28 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Бийская ГЭС отвечает требованиям надежности.

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:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 10 коп/кВт×ч;
- удельные капиталовложения – 78292 руб/кВт.
- срок окупаемости 6,3 года.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Бийской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. 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.
3. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
4. 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.
5. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
6. 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.
7. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены – Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
8. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
9. 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.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
12. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
13. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗ и РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-rvpz.html>
14. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>

15. Каталог «Трансформаторы тока ТШ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
16. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
18. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
19. Каталог «Трансформаторы напряжения ЗНОГ-220» [Электронный ресурс] // «ОАО "ПО "МЗ "Молния"». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/>
20. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
21. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
22. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с
23. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
24. Плотины бетонные и железобетонные: СНиП 2.06.06-85. Издание официальное. - М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000. - 40 с.
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
26. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
27. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
28. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования». [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>
29. РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [Электронный ресурс] // «АО «Кодекс»». – Режим доступа: [http://snipov.net/database/c\\_4024867195\\_doc\\_4294813092.html](http://snipov.net/database/c_4024867195_doc_4294813092.html)
30. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
31. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
32. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.



33. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
34. 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). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
35. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
36. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
37. 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). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
38. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
39. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
40. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
41. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
42. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
43. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) – Москва : «РусГидро», 2016 – 14 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Водно-энергетические расчёты

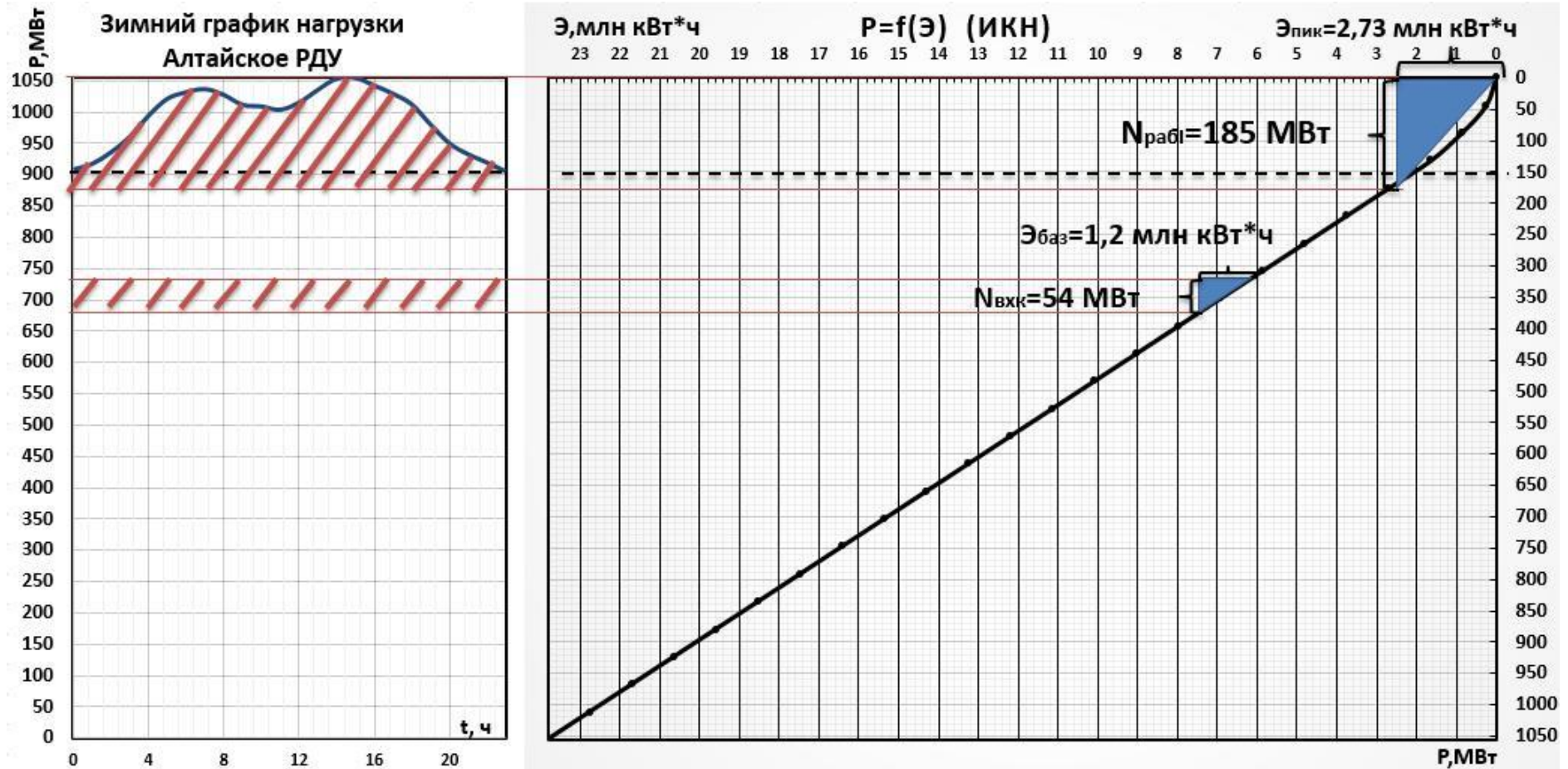


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки для зимы

Продолжение приложения А

Таблица А.1. – Сработка Бийской ГЭС в маловодном году

Месяц	Q, куб.м/с					Q <sub>вхк</sub> <Q <sub>нб</sub>		V <sub>вдхщ</sub> , куб.км			Z <sub>вб</sub> , м			Z <sub>нб</sub> , м	H, м	N, МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>бытпол</sub>	Q <sub>холсбр</sub>	Q <sub>фильтр</sub>	Q <sub>вдхщ</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>гэс</sub>	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	189	0	2	69	260	260	258	5,52	0,18	5,34	465,00	464,83	464,92	417,02	47,89	105	ПО ВХК
11	175	0	2	162	130	339	337	5,34	0,42	4,92	464,83	464,42	464,63	417,55	47,08	135	-5
12	96	0	2	336	130	434	432	4,92	0,87	4,05	464,42	463,33	463,88	418,15	45,72	168	-5
1	60	0	2	392	130	454	452	4,05	1,02	3,03	463,33	460,85	462,09	418,28	43,81	168	-5
2	46	0	2	345	130	393	391	3,03	0,89	2,14	460,85	455,94	458,39	417,89	40,50	135	-5
3	62	0	2	189	130	253	251	2,14	0,49	1,65	455,94	451,27	453,60	416,98	36,63	78	-5
4	95	0	2	163	260	260	258	1,65	0,42	1,23	451,27	445,54	448,40	416,67	31,73	70	ПО ВХК
5	788	0	2	-530	260	260	258	1,23	-1,37	2,60	445,54	458,93	452,23	416,67	35,57	78	ПО ВХК
6	986	0	2	-728	260	260	258	2,60	-1,89	4,49	458,93	463,94	461,44	416,67	44,77	98	ПО ВХК
7	464	0	2	-206	260	260	258	4,49	-0,53	5,02	463,94	464,52	464,23	416,67	47,56	104	ПО ВХК
8	434	0	2	-176	260	260	258	5,02	-0,46	5,48	464,52	464,96	464,74	416,67	48,07	105	ПО ВХК
9	274	0	2	-16	260	260	258	5,48	-0,04	5,52	464,96	465,00	464,98	416,67	48,31	106	ПО ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.1. – Сработка Бийской ГЭС в средневодном году

Месяц	Q, куб. м/с					Qвхк<Qнб		Vвдхщ, куб. км			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nгар, МВт
	Qбытпол	Qхолсбр	Qфильтр	Qвдхщ	Qвхк	Qнб	Qгэс	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	256	0	2	4	260	262	260	5,52	0,01	5,51	465,00	464,99	464,99	417,04	47,96	106	ПО ВХК
11	206	0	2	125	130	333	331	5,51	0,32	5,19	464,99	464,68	464,84	417,51	47,33	133	132
12	110	0	2	315	130	427	425	5,19	0,82	4,37	464,68	463,79	464,24	418,11	46,13	167	165
1	85	0	2	354	130	441	439	4,37	0,92	3,45	463,79	462,13	462,96	418,20	44,76	167	165
2	77	0	2	287	130	366	364	3,45	0,74	2,71	462,13	459,48	460,80	417,72	43,08	133	132
3	71	0	2	376	130	449	447	2,71	0,97	1,73	459,48	452,21	455,85	418,25	37,60	143	76
4	204	0	2	196	260	402	400	1,73	0,51	1,23	452,21	445,54	448,87	417,43	31,44	107	ПО ВХК
5	1018	0	2	-760	260	260	258	1,23	-1,97	3,20	445,54	461,40	453,47	416,67	36,80	81	ПО ВХК
6	1035	0	2	-637	260	400	398	3,20	-1,65	4,85	461,40	464,35	462,87	417,42	45,45	154	ПО ВХК
7	641	0	2	-121	260	522	520	4,85	-0,31	5,16	464,35	464,66	464,50	418,05	46,45	205	ПО ВХК
8	501	0	2	-123	260	380	378	5,16	-0,32	5,48	464,66	464,96	464,81	417,32	47,49	153	ПО ВХК
9	478	0	2	-16	260	464	462	5,48	-0,04	5,52	464,96	465,00	464,98	417,75	47,23	185	ПО ВХК

## Приложение Б

### Параметры и характеристики проектируемой турбины

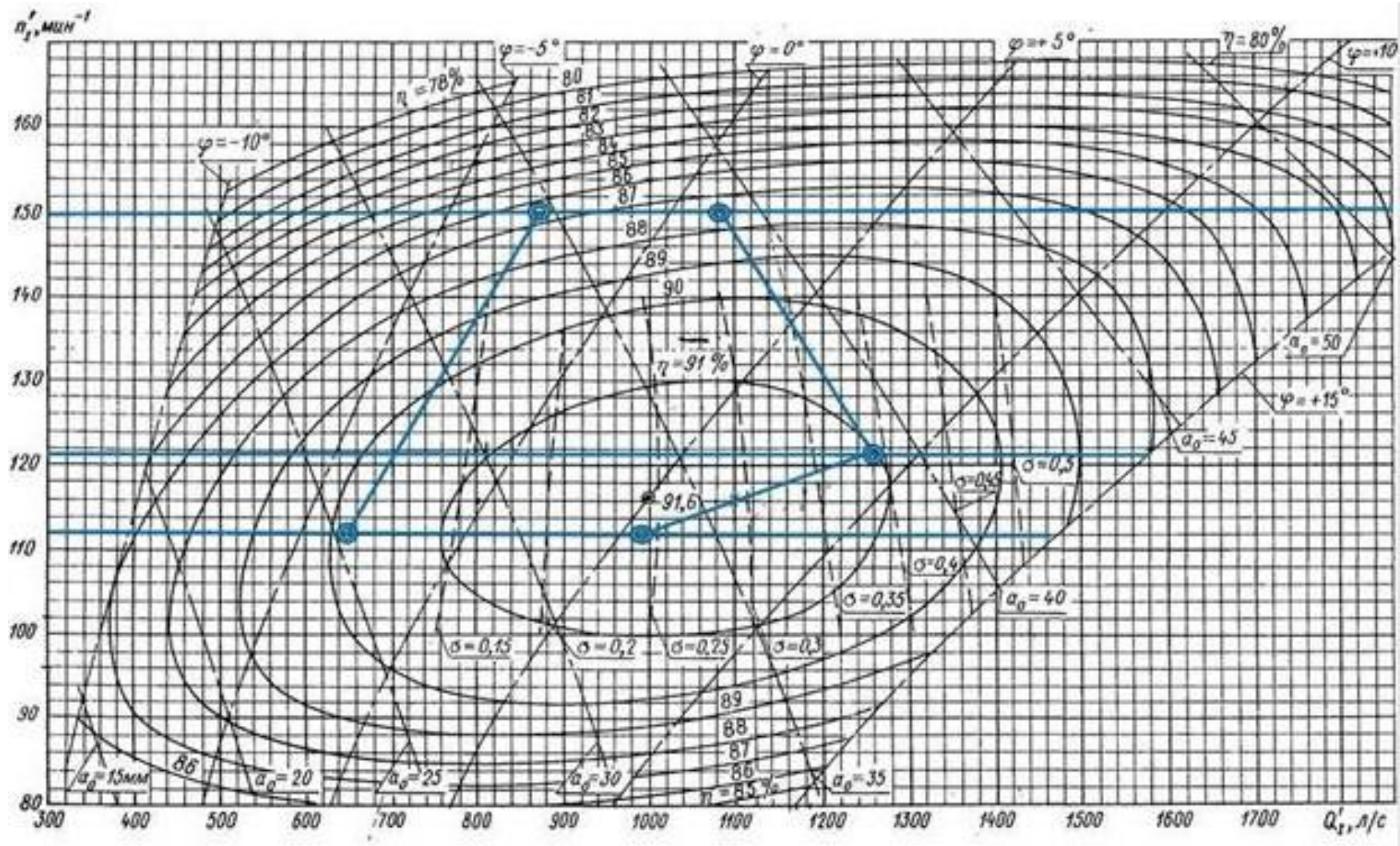


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ50-В

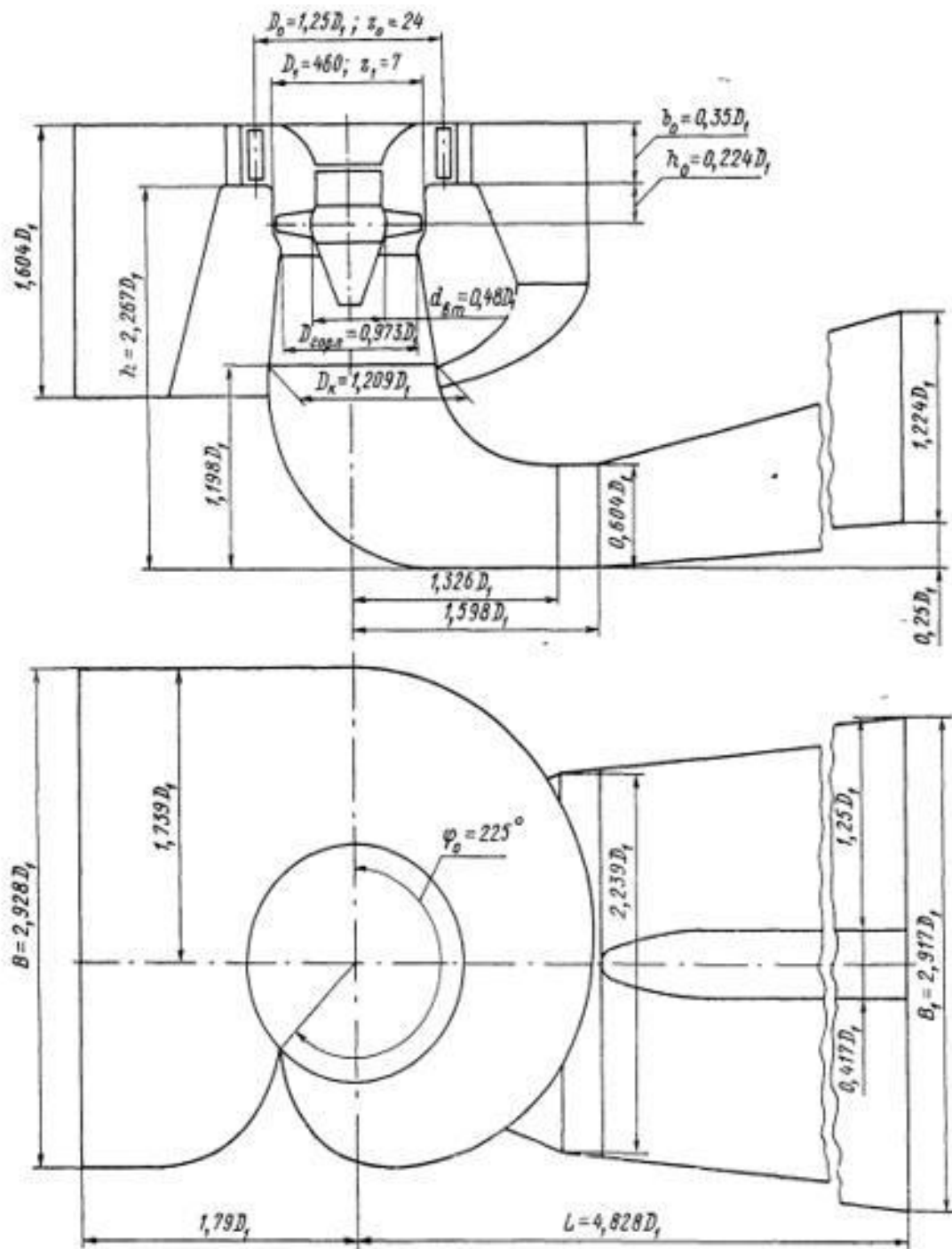
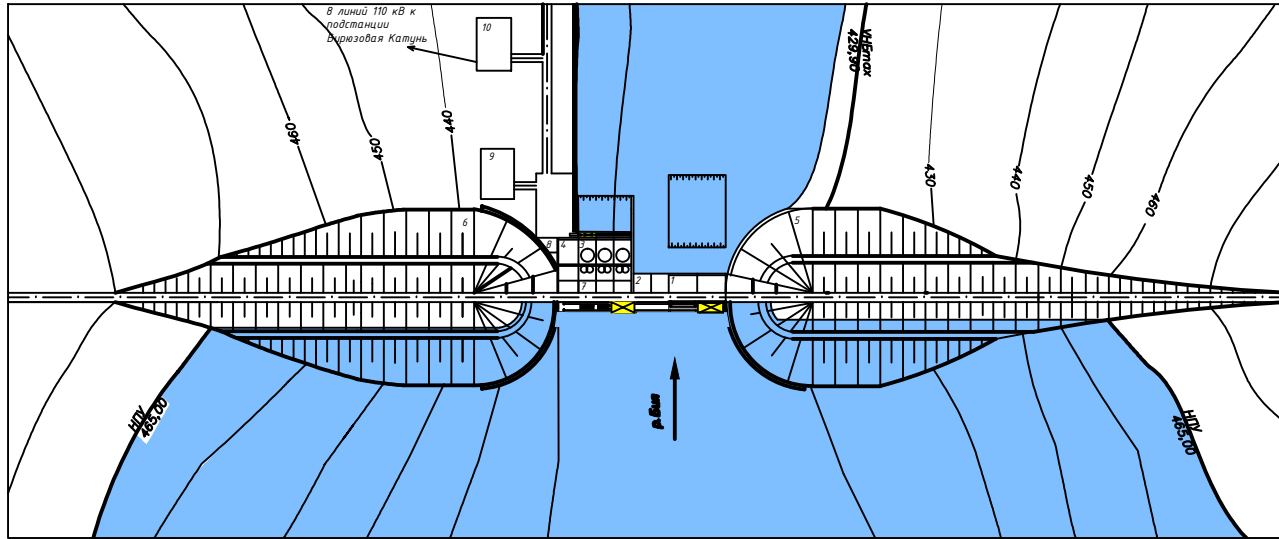


Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ50-В

Генеральный план Бийского гидроузла на реке Бия  
М 1:2000



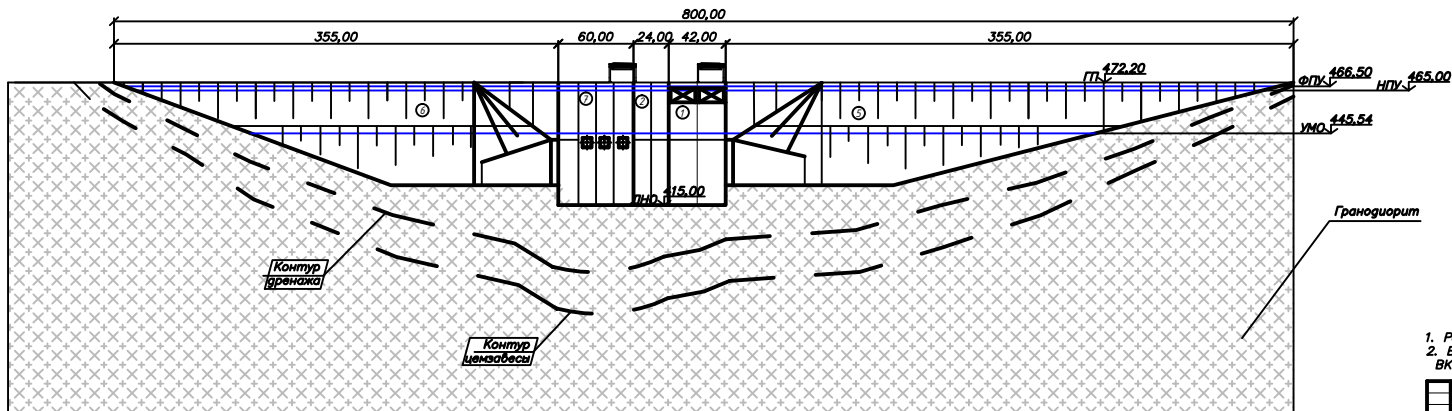
Экспликация

1	Водосливная часть плотины
2	Глухая бетонная плотина
3	Здание ГЭС
4	Монтажная площадка
5	Правобережная грунтовая плотина
6	Левобережная грунтовая плотина
7	Станционная часть плотины
8	Центральный пульт управления
9	Административное здание
10	Открытое распределительное устройство 110 кВ

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 Основные характеристики вигроаревата
3	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине
4	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений
5	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ЭЗ	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ПЗ	Пояснительная записка

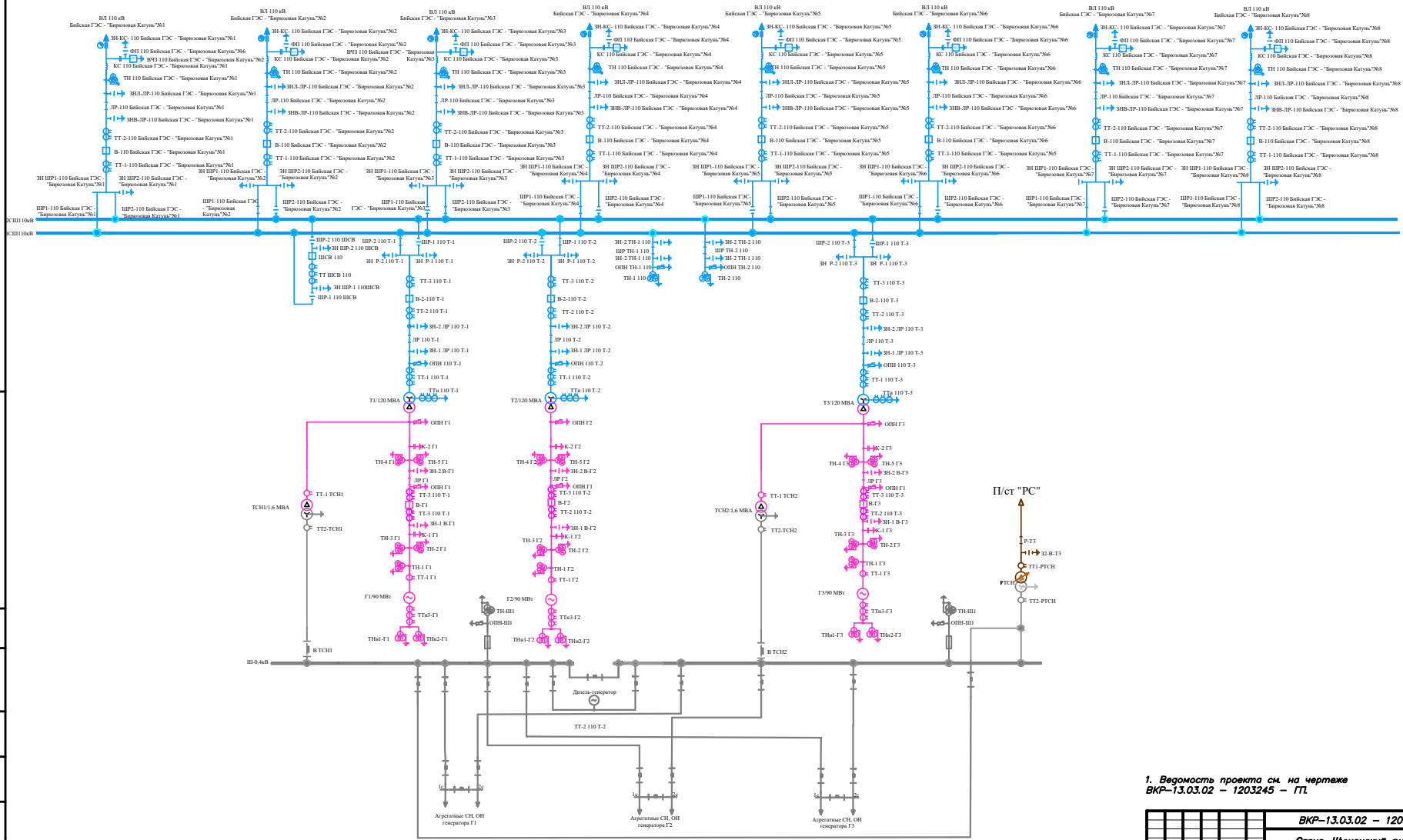
Вид с верхнего бьефа  
М 1:2000



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					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Курс	Адрес	Дата	Лист	Листов
Г. Мещеряков	Инженер			1	5
Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия					
Генеральный план Бийской ГЭС Вид с верхнего бьефа Ведомость состава проекта					
				ГЭС, 2017	
Формат А1					

# Главная электрическая схема

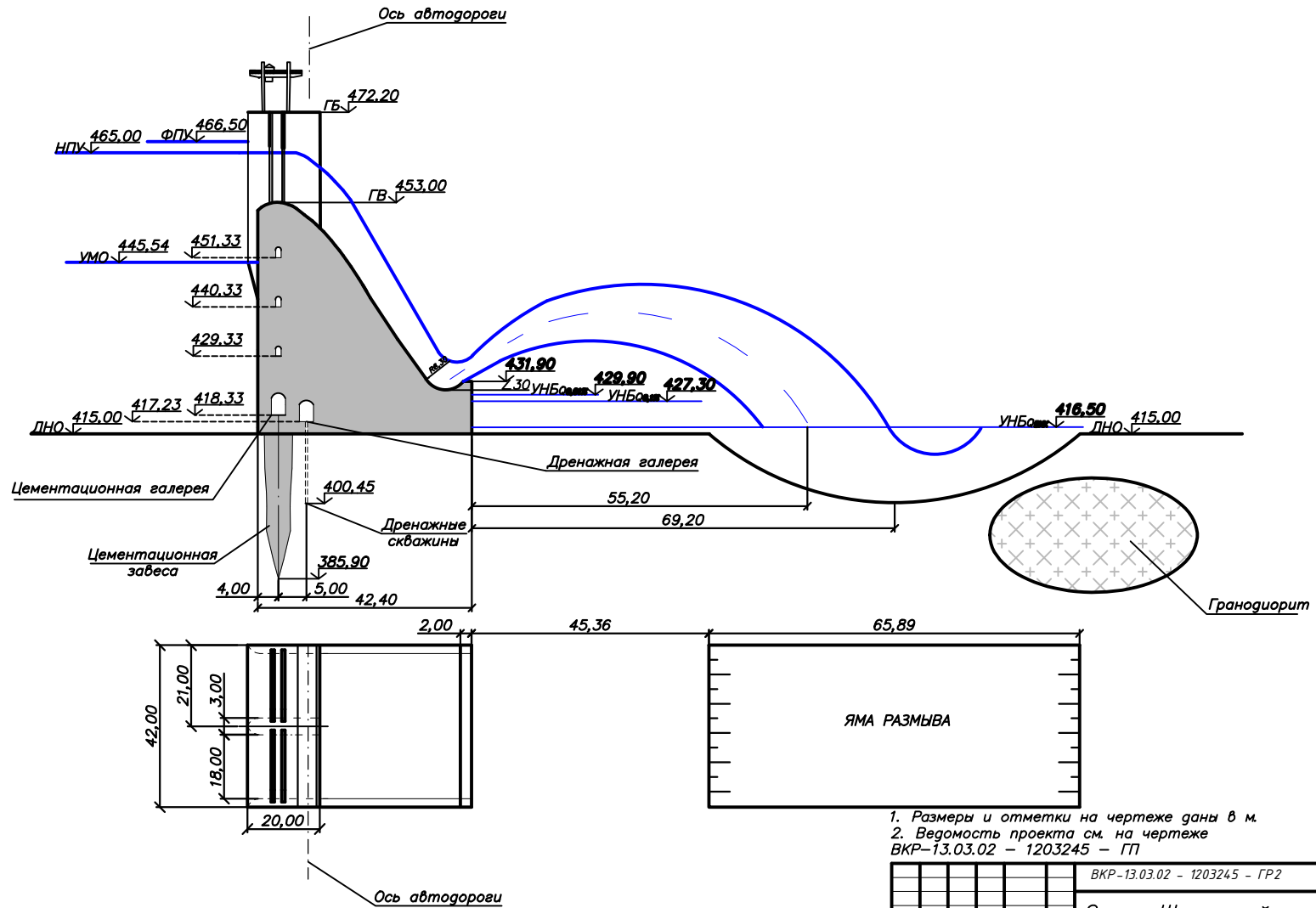


1. Ведомость проекта см. на чертеже  
ВКР-13.03.02 - 1203245 - ПП

					ВКР-13.03.02 - 1203245 - 33		
					Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Имя	Класс	Должность	Дата	Лист	Содержит	Лист	Из всего
Проектировщик		Проверенный			5		5
Проектирование Байской ГЭС на реке Бит					Главная электрическая схема		
					ПЗЭС, 2017		
					Формат А1		



Поперечный разрез по водосливной плотине  
М 1:500

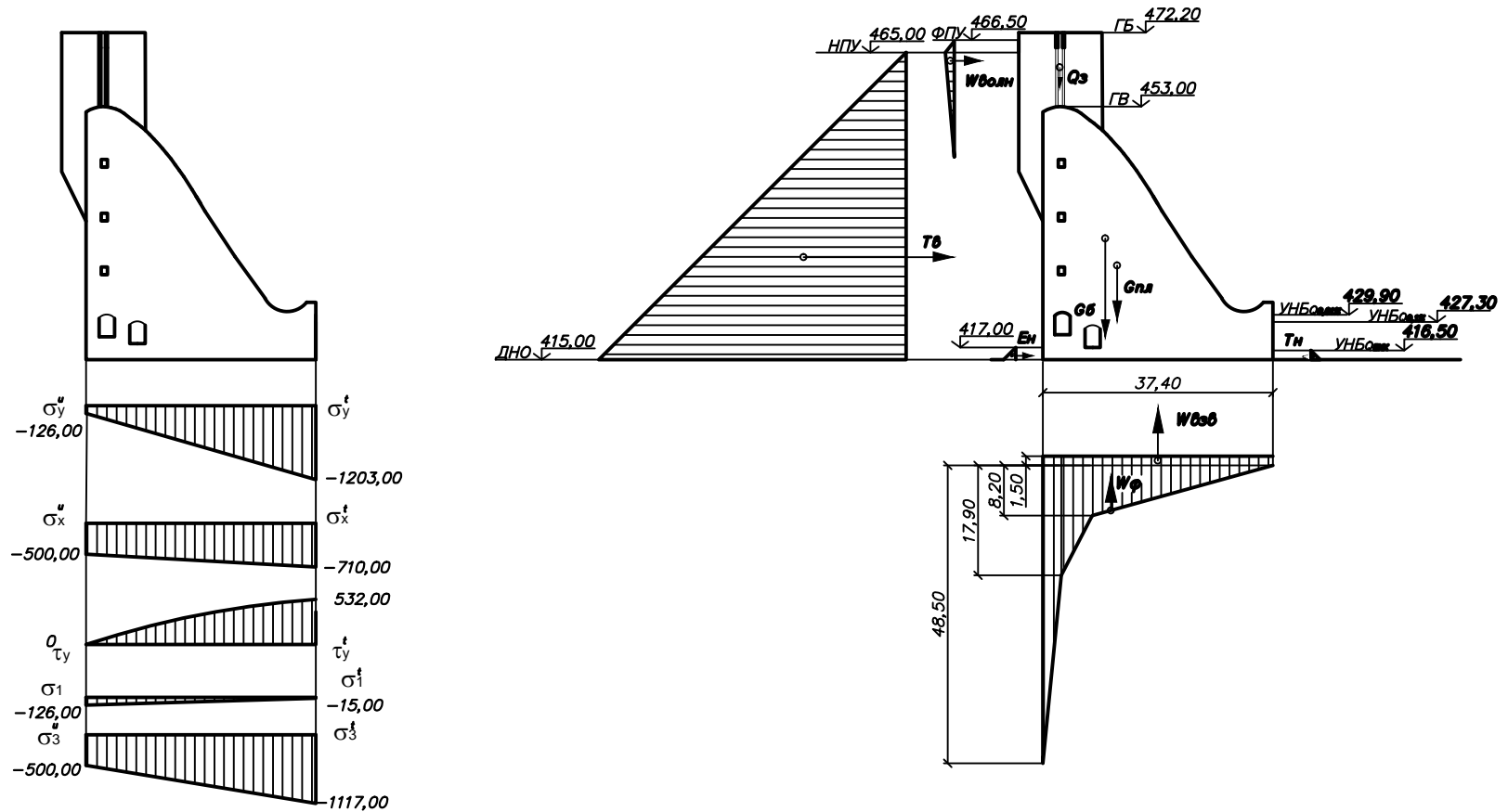


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
  2. Ведомость проекта см. на чертеже
- ВКР-13.03.02 - 1203245 - ПП

ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кум.	Лист	Ирис.	Подп.	Дата
Разраб.	Дьяченко				
Пробари	Т. Коштр.				
Н. Коштр.	Повоинченка				
Утв.	Гатарников				
Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия			Старш	Лист	Листов
Разрез по водосливной плотине				3	5
				ГТЭЭС, 2017	

Имя, И. Фамилия  
Полн. и дата  
Имя, И. Фамилия

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий.  
Эпюры напряжений



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 - РР			
						Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Кум.	Лист	Игорь	Подп.	Дата	Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия	Страница	Лист	Листов
Разработ.	Львинко							4	5
Пробирал									
Т. Констр.	Повониченко								
Изд.	Татаринцев					Нагрузки и напряжения на водосливную часть плотины. Эпюры напряжений	ГТЭС, 2017		

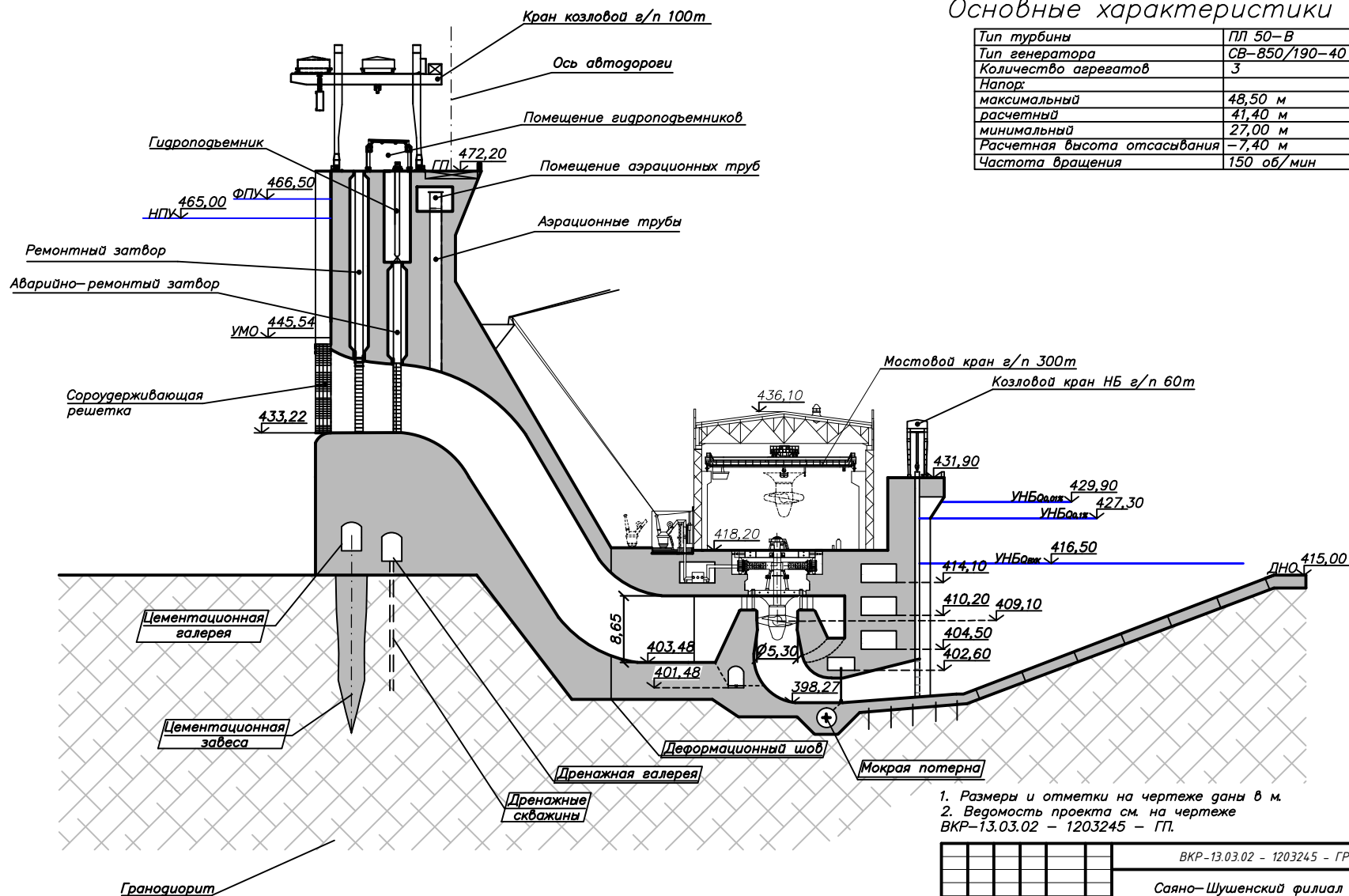
Формат А2

Имя, И. фамилия  
Имя, И. фамилия  
Имя, И. фамилия

Поперечный разрез станционной части  
М 1:200

Основные характеристики ГА

Тип турбины	ПЛ 50-В
Тип генератора	СВ-850/190-40
Количество агрегатов	3
Напор:	
максимальный	48,50 м
расчетный	41,40 м
минимальный	27,00 м
Расчетная высота отсасывания	-7,40 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 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кум.	Лист	Гр/ок.	Подп.	Дата
Разроб.	Дьяченко				
Пробари	Масленников				
Т. Констр.	Поволовиченко				
Н. Констр.					
Утв.	Татаринцев				
Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия				Страница	Лист
Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики ГА				2	5
				ГТЭС, 2017	

Формат А2

Имя, И. Фамилия

Пол, и дата

Имя, И. Фамилия

# Водно-энергетические показатели Бийской ГЭС на р. Бия

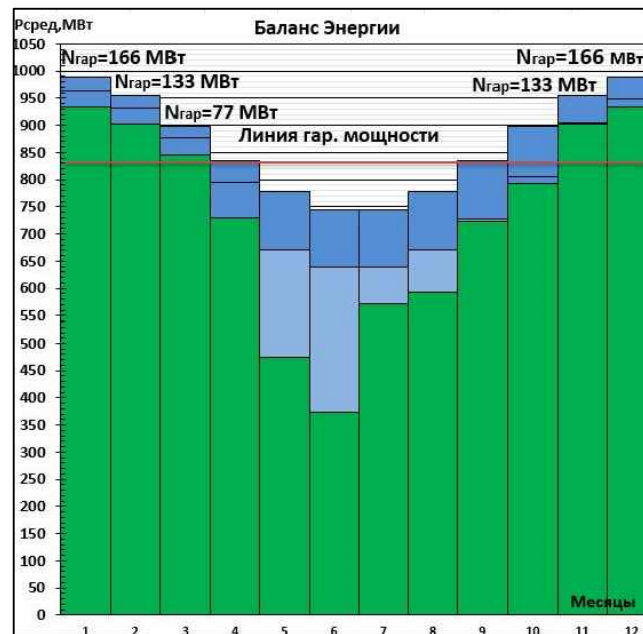
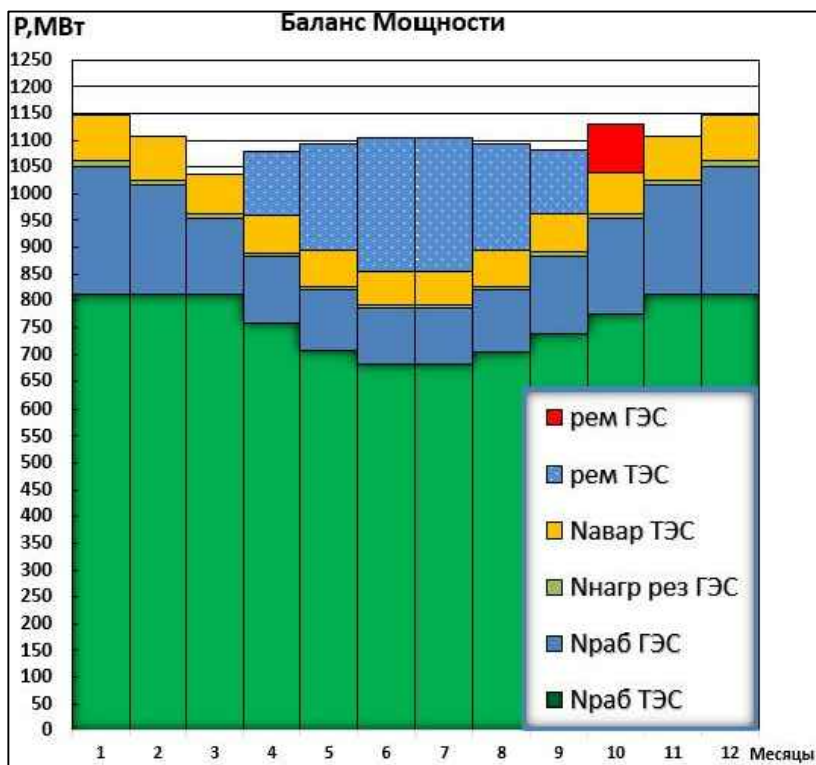
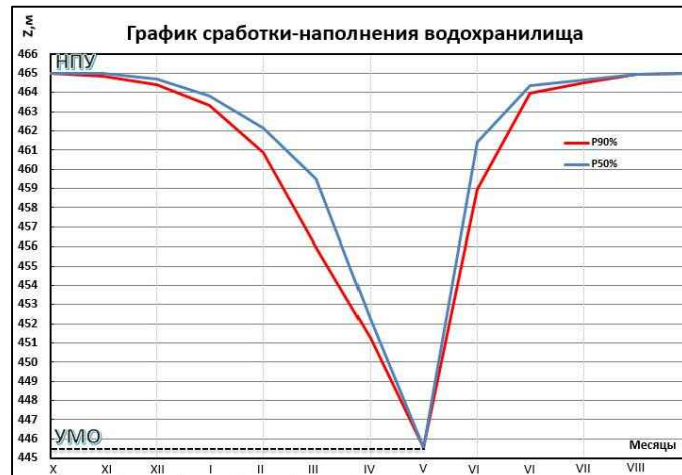
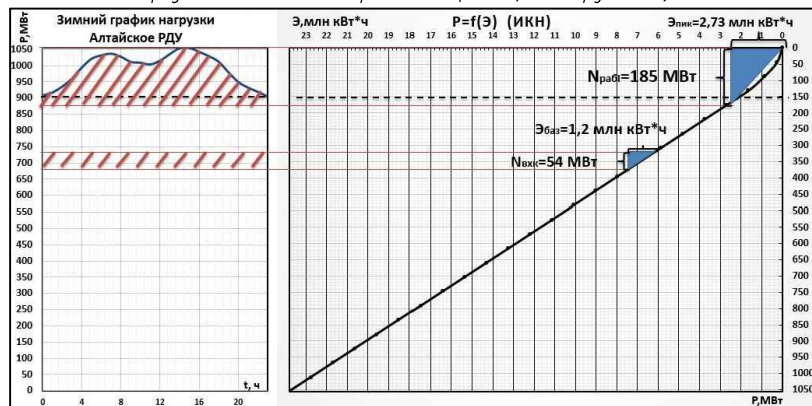
Установленная мощность  $N_{уст}=255$  МВт;

НПУ – 465,00 м;

Средняя многолетняя выработка  $E_{ср.мн.в.}=1,251$  млрд кВт\*ч;

УМО – 445,54 м;

Полезный объем водохранилища – 4,29 км<sup>3</sup>



## Основные технико-экономические показатели Бийской ГЭС

Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости, мес	76
Чистый приведенный доход, млн.руб.	8408
Индекс прибыльности	1,7
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*ч	0,1
Удельные капиталовложения, руб./кВт	78293

