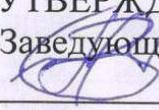


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
«31 » марта 2017 г.

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

Студенту Чупрову Никите Олеговичу.

Группа ГЭ13-02Б. Направление (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017

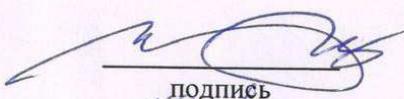
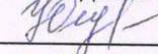
Руководитель ВКР Л.В. Толстухина, кандидат технических наук, доцент кафедры ГГЭС, Сибирский федеральный университет Саяно-Шушенский филиал.

Исходные данные для ВКР среднемесячные расходы реки Абакан; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ ; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q=f(Z_{нб})$ ; число часов установленной мощности  $T = 4200$  ч; коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ; потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,3$  м; отметка НПУ 494 м; отметка УМО 489,45 м.

Перечень разделов ВКР 1.Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2.Водно-энергетический расчет; 3.Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4.Электрическая часть; 5.Релейная защита и автоматика 6.Компоновка и состав сооружений; 7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Экология ГЭС; 8.Технико-экономические показатели; 9.Исследование и моделирование восстанавливающегося напряжения на контактах вакуумного выключателя.

Перечень графического материала 1.Выбор установленной мощности Абаканской ГЭС; 2.Разрез по станционной части Абаканской ГЭС; 3.Главная схема электрических соединений Абаканской ГЭС; 4.Генеральный план Абаканской ГЭС; 5.Разрез по водосливной плотине Абаканской ГЭС; 6.Сбор нагрузок на водосливную плотину Абаканской ГЭС; 7.Технико-экономические показатели проекта Абаканской ГЭС; 8. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов.

Руководитель ВКР

  
подпись  


И.Ю. Погоняйченко

и инициалы и фамилия

Н.О. Чупров

подпись, инициалы и фамилия студента

Задание принял к исполнению

«15» июня 2017 г.

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

## ОТЗЫВ

Руководителя Погоняйченко И.Ю. начальника ОС Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шешенская ГЭС имени П.С. Непорожнего»

На выпускную квалификационную работу Чупрова Никиты Олеговича в форме бакалаврской работы «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов»

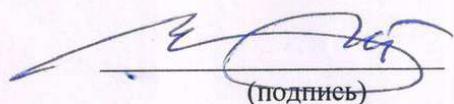
Выпускная квалификационная работа, выполненная на тему «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов», содержит разделы: введение, анализ исходных данных, водно – энергетические расчеты, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчёт гидротехнических сооружений и компоновку гидроузла, силового электрооборудования и электрических аппаратов, релейной защиты основных элементов главной схемы ГЭС, определение технико-экономических показателей ГЭС.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 144 листах пояснительной записи и 7 листах чертежей. По содержанию разделов, глубине проработки и расчётному материалу соответствует требованиям предъявляемым к выпускной квалификационной работе.

Особое внимание заслуживает спец. вопрос. Были рассмотрены конструктивные элементы силового трансформатора, установлен порядок технического обслуживания, а также подробно разобраны подготовительные работы при капитальном ремонте трансформатора, в зависимости от их технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром. Соблюдение его позволит быстро и качественно провести ремонтные работы трансформатора.

В целом выпускная квалификационная работа «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов» заслуживает оценки «отлично», а разработчик Чупров Н.О. присвоения квалификации «бакалавр».

Дата 15.06.17

  
(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись      инициалы, фамилия  
В. И. Татарников  
«31 » марта 2017 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН.  
СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, КОНСТРУКТИВНОЕ  
ИСПОЛНЕНИЕ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И  
РЕМОНТОВ**

Руководитель   
подпись, дата 15.06.17  
Начальник ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность  
И.Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата Чупров 15.06.17  
Н.О. Чупров  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абаканской ГЭС на реке Абакан. Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов.

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

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

Гидротурбинное,  
Гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

Алехин 18.06.17 А.В.Масленников  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Чубаров 18.06.17 И.Ю.Пришевченко  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Миронов 18.04.17 Ю.В.Миронов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Лобин 20.04.17 Д.А.Лобин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Денисов 18.04.17 М.Денисов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Лапасов 18.04.17 В.В.Лапасов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Годаков 16.06.17 А.А.Годаков  
подпись, дата инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Абаканской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.1.4 Сейсмические условия .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	13
2 Водноэнергетические расчёты.....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Исходные данные.....	14
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов .....	15
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	16
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	17
2.1.5 Определение типа регулирования.....	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	19
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	19
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	20
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	23
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	24
2.3 Баланс мощности и энергии.....	24
2.3.1 Баланс энергии Хакасского РДУ .....	24
2.3.2 Баланс мощности Хакасского РДУ .....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	26
3.1.1 Построение режимного поля .....	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ...	29
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	32
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	35
3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР .....	37
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	37
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	37
3.4 Выбор гидрогенератора .....	38
3.5 Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования.	38
3.6 Подъёмно-транспортное оборудование.....	39
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Выбор структурной схемы .....	40

4.2 Выбор основного оборудования.....	42
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы.....	42
4.2.2 Выбор трансформаторов СН .....	42
4.2.3 Выбор синхронных генераторов .....	43
4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов.....	43
4.3 Выбор главной схемы РУВН .....	44
4.4. Расчёт токов трехфазного короткого замыкания.....	45
4.4.1 Расчет исходных данных .....	45
4.4.2 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении с применение программного комплекса RastrKZ.....	46
4.5 Выбор и проверка оборудования РУВН .....	47
4.5.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов ....	47
4.5.2 Выбор выключателей и разъединителей .....	48
4.5.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	50
4.5.4 Выбор ограничителя перенапряжений .....	50
4.6 Выбор и проверка оборудования на генераторном напряжении .....	50
4.6.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	50
4.6.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	51
4.6.3 Выбор трансформаторов тока.....	52
4.6.4 Выбор ограничителя перенапряжений .....	52
4.6.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора .....	52
5 Релейная защита и автоматика.....	54
5.1 Перечень защит основного оборудования.....	54
5.2 Описание защит и расчет их уставок .....	55
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора.....	55
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	57
5.2.3 Защита от повышения напряжения .....	60
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	60
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок .....	64
5.2.6 Дистанционная защита генератора .....	66
5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	69
5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	70
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит.....	70
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	71
6.1 Состав и компоновка гидроузла .....	71
6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	71
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	71
6.2.2 Определение отметки гребня плотины.....	71
6.2.3 Определение ширины водосливного фронта.....	74
6.2.4 Определение отметки гребня водослива .....	75
6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	77

6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	80
6.4 Расчёт параметров водобоя.....	81
6.5 Конструирование бетонной плотины.....	82
6.6 Разрез плотины швами .....	84
6.7 Быки.....	84
6.8 Устои .....	85
6.9 Элементы подземного контура плотины.....	85
6.10 Галереи в теле плотины .....	86
6.11 Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	86
6.12 Построение эпюор фильтрационного противодавления .....	86
6.13 Статические расчёты плотины.....	87
6.13.1 Вес сооружения.....	87
6.13.2 Сила гидростатического давления воды .....	88
6.13.3 Фильтрационное и взвешенное давление .....	89
6.13.4 Волновое воздействие .....	89
6.13.5 Расчет прочности плотины .....	90
6.14 Критерии прочности плотины .....	92
6.15 Расчет устойчивости плотины .....	93
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	95
7.1 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Абаканской ГЭС.....	95
7.1.1 Система управления охраны труда .....	95
7.1.2 Требования безопасности, реализуемые на Абаканской ГЭС .....	96
7.1.3 Требования безопасности во время работы ЭП .....	97
7.2 Пожарная безопасность .....	99
7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	99
7.2.2 Содержание территории .....	99
7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС .....	100
7.3 Охрана окружающей среды .....	101
7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	102
7.3.2 Водоохранная зона .....	104
7.3.3 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции .....	105
8 Технико-экономические показатели .....	107
8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии .....	107
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	108
8.3 Налоговые расходы.....	110
8.4 Прибыль .....	111
8.5 Методология, исходные данные.....	112
8.6 Бюджетная эффективность .....	112
8.7 Коммерческая эффективность .....	113
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта .....	113

9 Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для проведения обслуживания и ремонтов .....	116
Заключение .....	125
Список использованных источников .....	127
Приложение А – Г .....	132-144

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АБАКАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Абакан;
2. Местонахождение ГЭС .....Республика Хакасия;
3. Тип проектируемой установки .....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....737 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин .....620 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 5% .....1663 м<sup>3</sup>/с;  
1% .....2225 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% .....2663 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный .....135 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока .....годовой;
  - б) отметка: НПУ .....494 м;  
ФПУ .....495 м;  
УМО .....489,49 м
- в) объемы:
  - полный.....0,86 км<sup>3</sup>;
  - полезный .....0,43 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....27,1 м;
  - б) расчетный.....20,8 м;
  - в) минимальный.....18,45 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная .....141 МВт;
    - гарантированная .....138 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии .....673 млн. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
  - а) правобережная каменно-набросная.....212,0 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая.....62 м / 18,7 м;
  - б) станционная .....82 м / 28,4 м;
  - в) водосливная .....34 м / 30,4 м;
10. Водосбросные сооружения
  - а) тип .....поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов .....2 отверстия 14×10;
  - в) общая длина .....34 м;
  - г) максимальная высота .....30,4 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания .....русловое;
  - б) число агрегатов .....4;

- б) грунты в основании .....диорит;  
в) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;  
г) тип отсасывающей трубы .....изогнутая;  
д) расстояние между осями агрегатов.....12,5 м;

12.Основное оборудование:

- а) тип турбины .....ПЛ30Б-В-530;  
б) тип генератора.....СВ-840/130-52 У1;  
в) мощность генератора .....40 МВт;  
г) частота вращения .....115,4 об/мин;  
д) тип трансформаторов .....ТД-63000/110;

13.Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели.....119950 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии .....15 коп/кВт·ч;  
в) срок окупаемости .....6,4 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

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

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

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

# **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Абакан – река в Республике Хакасия, один из крупнейших левобережных притоков Енисея. Принадлежит к следующей водной системе Абакан → Енисей → Красноярское водохранилище. Длина реки - 327 км, площадь бассейна 32 000 км<sup>2</sup>. Абакан берет свое начало слиянием Большого Абакана и Малого Абакана, берущих начало на северных склонах Западного Саяна и Алтайских гор. Высота устья 243,6 м над уровнем моря и впадает в Красноярское водохранилище у подножья горы Самохвал.

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Климат**

Климат в районе резко континентальный, характерный для области, которая значительно удалена от океанов и окружена высокими горами.

На территории района круглый год господствуют континентальные воздушные массы юго-западного направления. Для такого климата характерны большая годовая и суточная амплитуда температуры воздуха, сравнительно небольшая годовая сумма осадков и неравномерное их распределение в течение года, резкая выраженность времен года.

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

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

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

### **1.1.2 Гидрологические данные**

Русло очень извилисто. Питание реки преимущественно снеговое и дождевое. В верховьях протекает в узкой долине, порожиста; в нижнем течении распадается на рукава. Замерзает в ноябре, вскрывается в конце апреля.

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

Среднемноголетний сток:

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

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

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	зимняя		летняя	
		$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
464,00	0	464,00	0	464,00	0
483,43	1	467,00	200	467,00	260
488,94	2	470,00	600	470,00	840
491,81	3	473,00	1280	473,00	1600
493,36	4	476,00	2032	476,00	2540
494,00	5	479,00	2880	479,00	3600
494,50	6	482,00	3840	482,00	4800

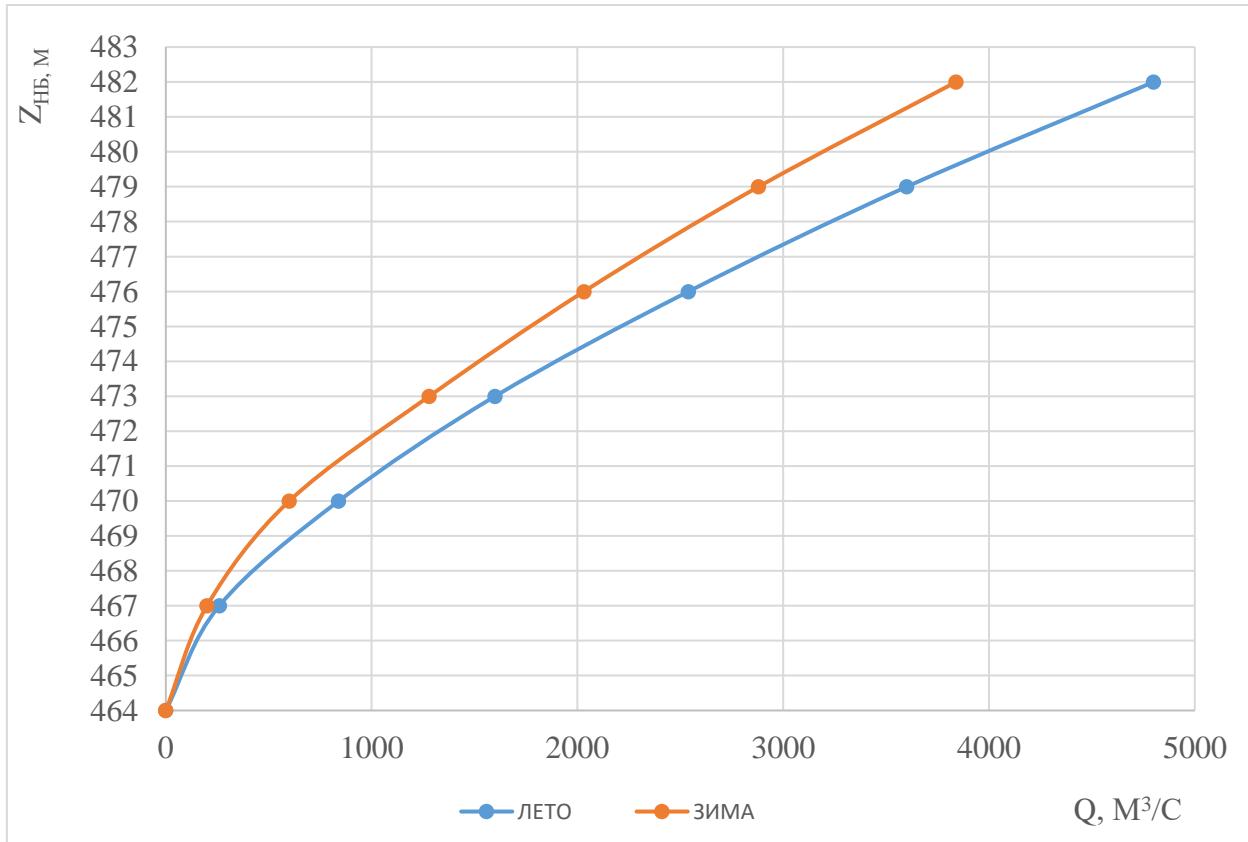


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

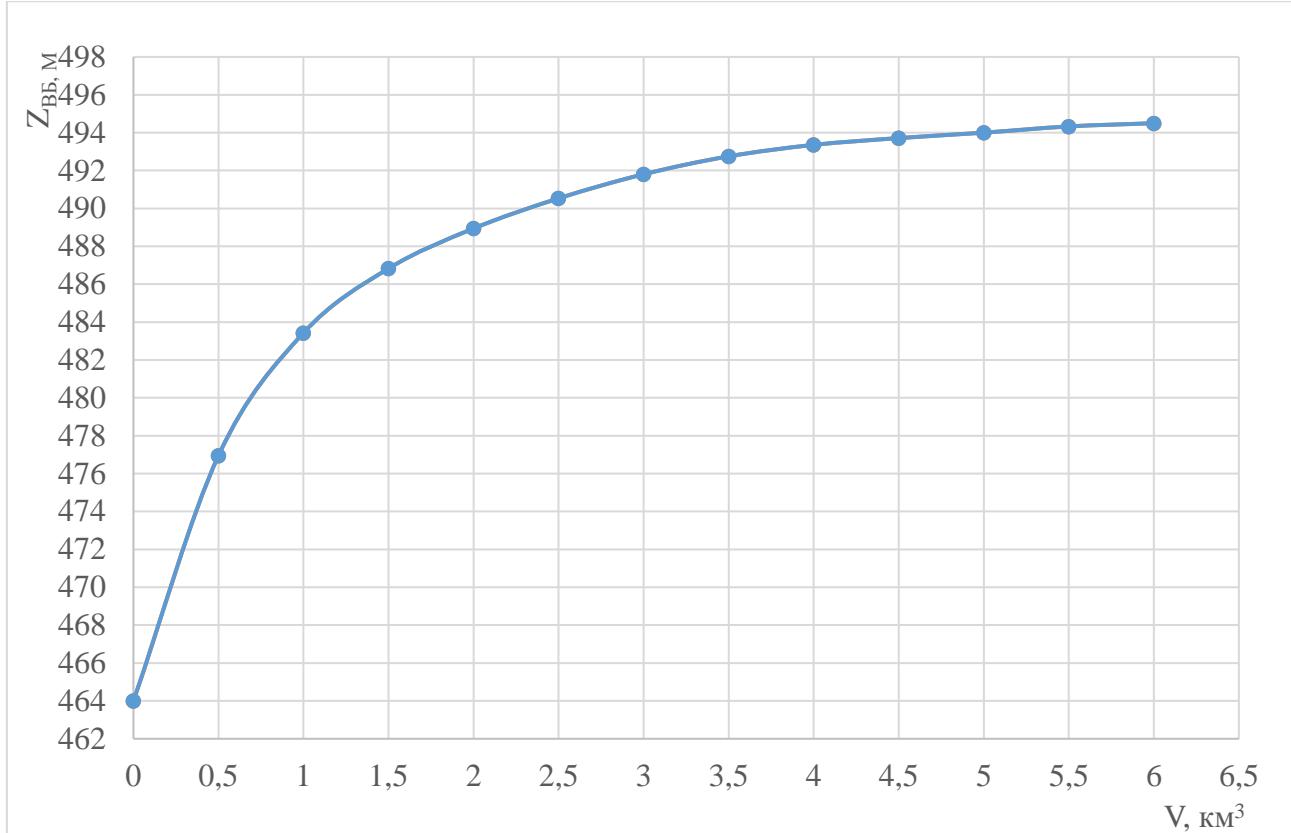


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

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

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Абаканской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течении 50 лет) равна 5 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1939 по 2010 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке расположения Абаканской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории Хакасского РДУ, представлена в таблице 1.3 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ГЭС	1091	27
ТЭС	3047	73
Итого	4138	100

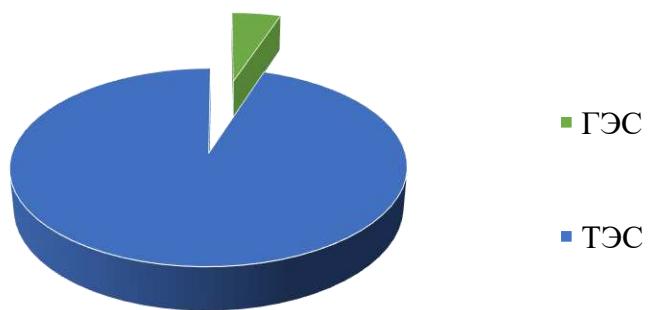


Рисунок 1.3 - Структура установленной мощности электрических станций

## 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Нижне-Бурейская ГЭС – в турбинно-генераторной части;
- Нижне-Бурейская ГЭС – в ГТС;
- Нижне-Бурейская ГЭС – в компоновке ГТС.

## **2 Водноэнергетические расчёты**

### **2.1 Регулирование стока воды**

#### **2.1.1 Исходные данные**

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

$$k_N = 8,6;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

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

- НПУ Абаканской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 494,00 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан за период 1932-1981 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Потребление	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-
Льдообразование	+3	+3	+5	+7	-	-	-	-	-	-	+3	+3

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

## 2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;  
 $Q_{cp}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,77}{50}} = 0,21, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,21^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 10,8\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,31}{0,21^3 \cdot 50} = 0,65. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n \cdot C_s}} = \\ &= 100 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,21^2 + 5 \cdot 0,21^4)}{50}} = 61,5\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) выходит из допустимых пределов. Принимаем коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = C_v = 2 \cdot 0,21 = 0,42. \quad (2.6)$$

По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Абаканской ГЭС – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$	
0,1	4,03	0,85	1,85	2225	поворочный
1	3,17	0,67	1,67	2008	основной
5	2,78	0,58	1,58	1909	строительный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов [3] 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 [5], [6].

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

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.  
 Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.  
 Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

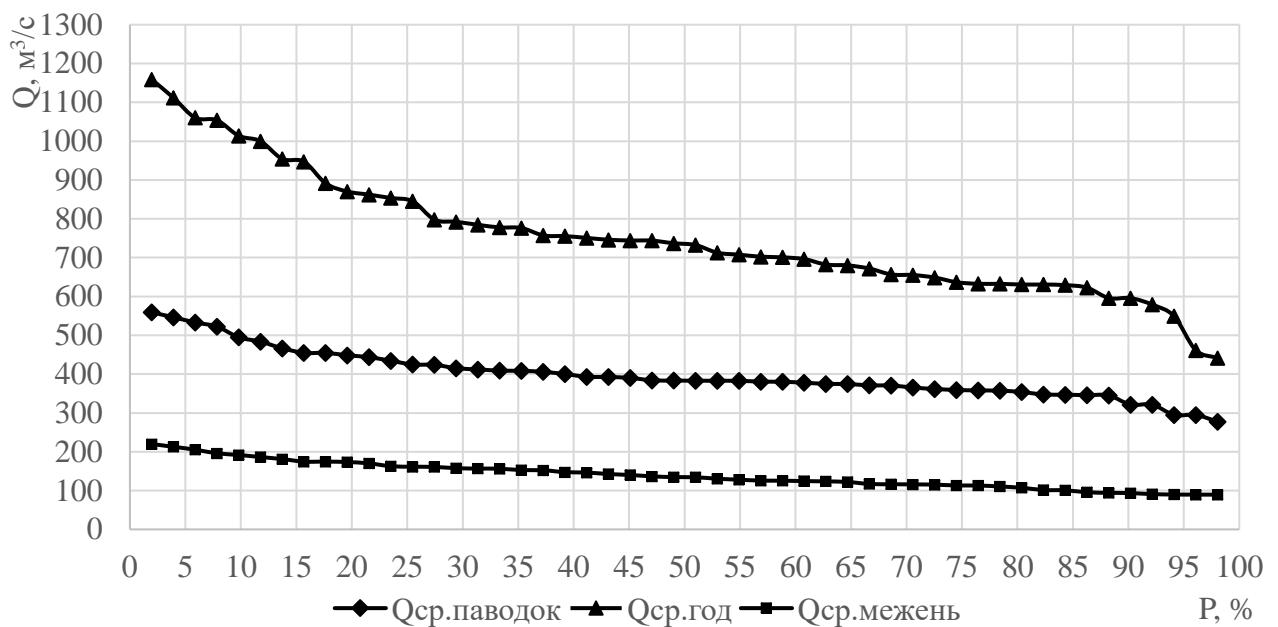


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1944}}{Q_M^{1979}} = \frac{113}{85} = 1,33, \quad (2.11)$$

$$K_\Pi = \frac{Q_\Pi^{1966}}{Q_\Pi^{1979}} = \frac{621}{652} = 0,95. \quad (2.12)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1979 г.  
 Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1948}}{Q_M^{1969}} = \frac{141}{122} = 1,16, \quad (2.13)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1976}}{Q_{\Pi}^{1969}} = \frac{744}{754} = 0,99. \quad (2.14)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1969 г.

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

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в кубических метрах на секунду

Месяц	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)		
	Исходный	Приведённый	Исходный	Приведённый	Корректированный
1	28	37	54	65	80
2	41	55	43	52	80
3	34	45	36	43	80
4	163	217	137	165	250
5	1043	1033	1212	1191	1039
6	934	925	1130	1110	1200
7	396	392	529	520	430
8	498	484	510	501	519
9	400	396	400	393	440
10	144	192	296	356	253
11	119	158	173	208	130
12	66	88	80	96	105

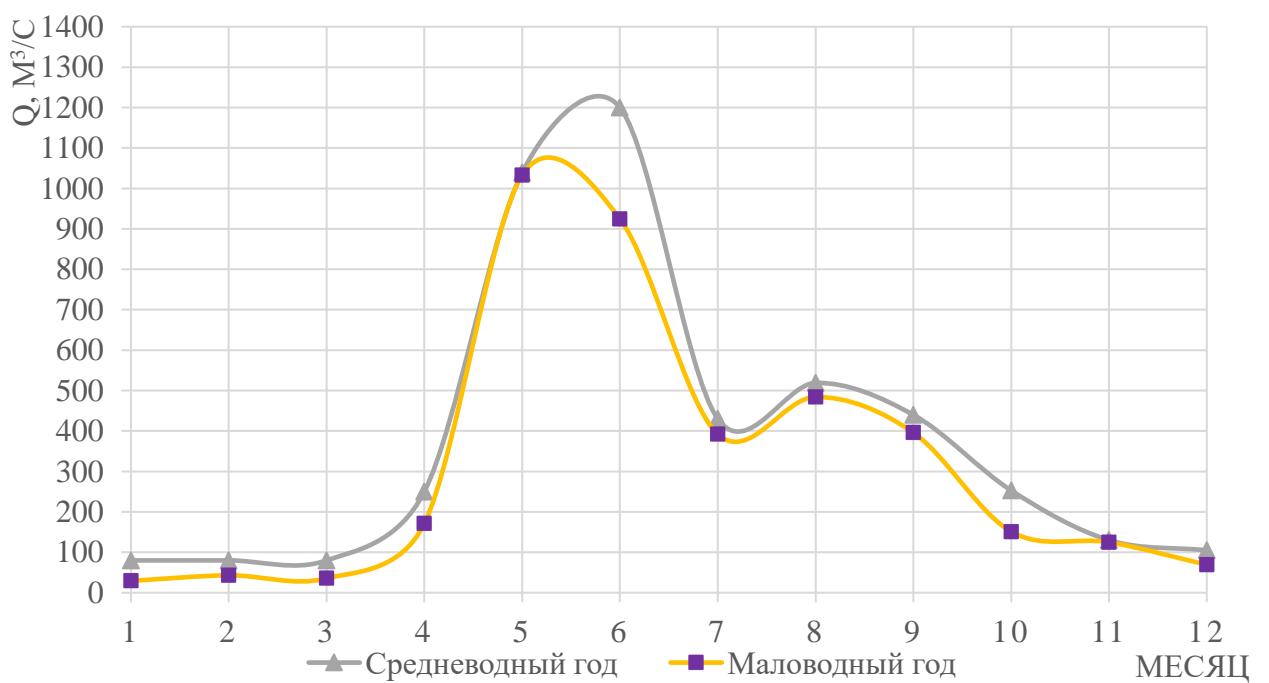


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.1.5 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 494 м, а отметка сухого дна 464 м, тогда:

$$V_{\text{УМО}} = 494 - 0,35 \cdot (494 - 464) = 483,5 \text{ м.} \quad (2.15)$$

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

$$V_{\text{НПУ}} = 7,94 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 3,04 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 7,94 - 3,04 = 4,9 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{4,9}{12,55} = 0,39, \quad (2.17)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища, формула (2.16);

$\bar{W}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).

Принимаем годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

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

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\lambda}^t, \quad (2.18)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

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

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.19)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, равный 8,6;

$Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.18) или расход ВХК);

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

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

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

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (июль). Под регулирование попали 4 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Намеченные среднемесячные мощности работы станции в условиях маловодного года

Месяц	Мощности в мегаваттах											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_t$	61,2	35	137,9	138	35,1	27,4	52,1	53,5	57,6	58,9	59,5	60,1

В результате водноэнергетического расчёта мощности месяцев, попавших под регулирование, получается 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[4], годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на

основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla\text{НПУ} = 494,0 \text{ м}$  и  $V_h = 7,94 \text{ км}^3$ .

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{вдх}}^t, \quad (2.20)$$

где  $Q_{\text{п.б}}^t$  – по формуле (2.18);

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

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

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

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\phi}^t. \quad (2.21)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{вдх}}^t \cdot t, \quad (2.22)$$

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 (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.23)$$

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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.24)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.20);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.23).

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 138 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма:

$$\nabla \text{УМО} = 489,49 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = 4,9 \text{ км}^3;$$

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре:

$$\nabla \text{ВБ}_p = 492,02 \text{ м};$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{4,9}{12,55} = 0,39; \quad (2.25)$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

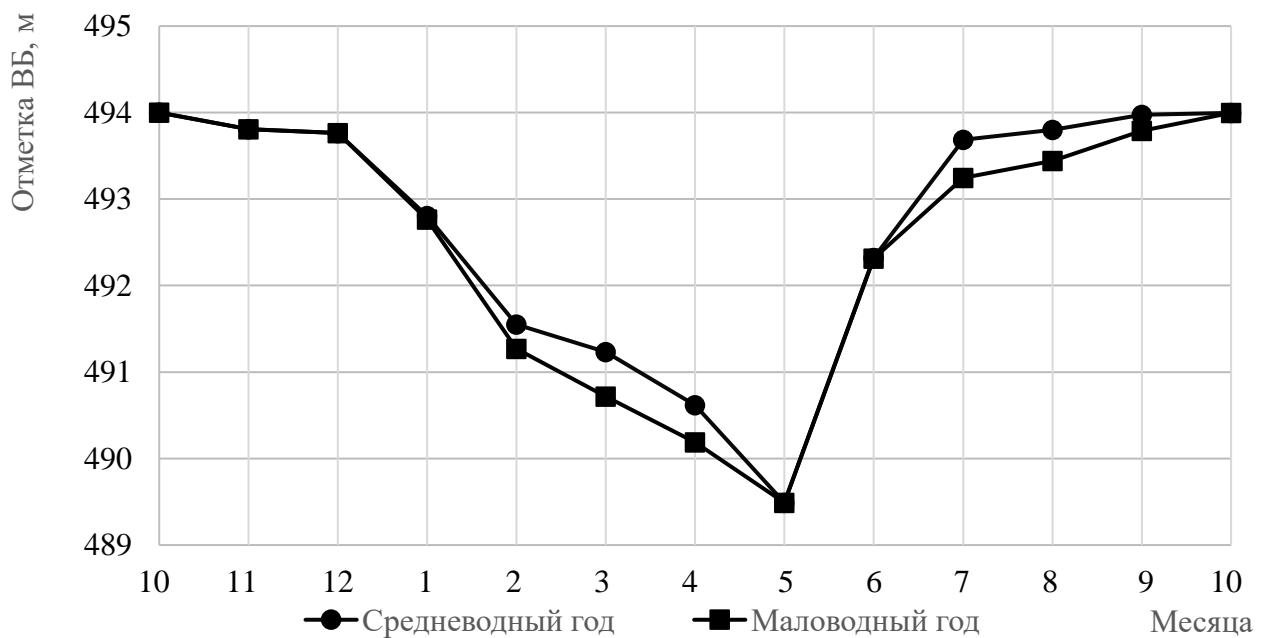


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Абаканская ГЭС будет использована для работы в базе Хакасского РДУ (на плакате «Использование водной энергии»).

Так как требуется обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, станция будет работать в двух режимах: один агрегат – 24 часа в сутки, а второй на покрытие пиков нагрузки энергосистемы.

Принимаем санитарный расход:

$$Q_{сан} = 135 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$N_{выт.раб} = 138 \text{ МВт.}$$

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

$$N_{уст} = 141 \text{ МВт.}$$

## 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года.

Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработка-наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);
- способ 2: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Из двух способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

Выработка в миллионах киловатт часов	
Способ 1	Способ 2
668	673

Среднемноголетняя выработка – 673 млн. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии Хакасского РДУ

Зная среднемесячные мощности Абаканской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергии Хакасского РДУ (приложение Б, рисунок Б.1).

### 2.3.2 Баланс мощности Хакасского РДУ

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 4 года. Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 141}{6} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} = 17,6 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.26)$$

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

На тепловых станциях Хакасского РДУ предусмотрен нагрузочный резерв 2% и аварийный резерв – 8%.

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес} = \frac{3380}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \\ + \frac{3380}{4} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 1267 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right). \quad (2.27)$$

Баланс мощности Хакасского РДУ в маловодном году приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности Хакасского РДУ в маловодном году

Мощность в мегаваттах

Мощность Абаканской ГЭС			Мощность ТЭС				Мощность ГЭС		
Рабо-чая	Нагру-зочная	Ремонта	Рабо-чая	Нагру-зочная	Аварий-ная	Ремонта	Рабо-чая	Нагру-зочная	Аварий-ная
138	8	0	3035	61	243	0	1050	21	0
122	7	0	3035	61	243	0	950	19	0
107	7	0	2769	55	222	0	901	18	0
91	6	0	2508	50	201	0	852	17	0
76	5	0	2290	46	183	225	803	16	0
60	5	0	2140	43	171	401	805	16	0
60	5	0	2140	43	171	401	805	16	0
76	5	0	2239	45	179	225	854	17	0
91	6	0	2457	49	197	0	903	18	0
107	7	0	2718	54	217	0	952	19	246
122	7	17,6	3035	61	243	0	900	18	0
138	8	0	3035	61	243	0	1050	21	0

### **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. [3] 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  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 494,0$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 492,02$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 489,49$  м;

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

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

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

$$Q_{min} = 135 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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 Абаканской 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 в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3$	$z_{\text{НБ}}^{\text{лето}}, \text{м}$	$z_{\text{НБ}}^{\text{зима}}, \text{м}$	$H^{\text{УНПУ}}, \text{м}$	$H^{\text{УМО}}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$
0	464,00	464,00	29,70	25,19	27,72	23,1	721,5	18,45	753,5
200	467,00	467,00	26,70	22,19	24,72	23,1	721,5	18,45	753,5
400	468,81	468,81	24,89	20,38	22,91	23,1	721,5	18,45	753,5
600	470,00	470,00	23,70	19,19	21,72	23,1	721,5	18,45	753,5
800	470,93	470,93	22,77	18,26	20,78	23,1	721,5	18,45	753,5
1000	471,79	471,79	21,91	17,40	19,82	23,1	721,5	18,45	753,5
1200	472,65	472,65	21,05	16,54	19,06	20,8	801,3	20,80	800,0
1400	473,52	473,52	20,18	15,67	18,20	20,8	801,3	20,80	800,0
1600	474,36	474,36	19,34	14,83	17,35	20,8	801,3	20,80	800,0
1800	475,16	475,16	18,54	14,03	16,56	20,8	801,3	20,80	800,0
2000	475,89	475,89	17,81	13,30	15,83	20,8	801,3	20,80	800,0
2200	476,56	476,56	17,14	12,63	15,16	20,8	801,3	20,80	800,0
2400	477,21	477,21	16,49	11,98	14,51	20,8	801,3	20,80	800,0

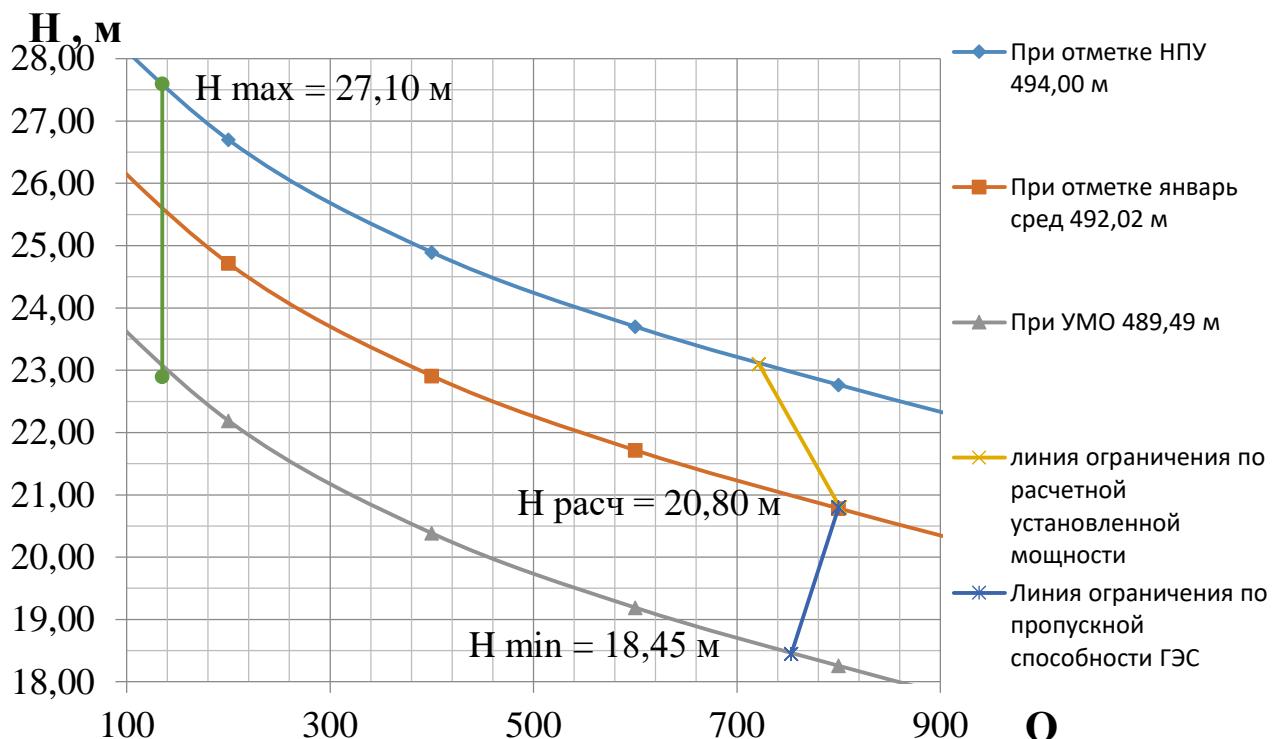


Рисунок 3.1 – Режимное поле Абаканской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 27,1 \text{ м},$$

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

$$Q^{max} = 801,3 \text{ м}^3/\text{с},$$

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

$$H_p = 20,8 \text{ м},$$

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

$$H_{min} = 18,45 \text{ м.}$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

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

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В	
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	30	30
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\ opt}, \text{об/м}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\ opt}, \text{л/с}$	1770	1820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{M\ opt}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\ max}, \text{л/с}$	1900	1950
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1\ max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\ m}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,51	1,3

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{M\ 0}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1\ M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_{M\ 0}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптиума (таблица 3.2);

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

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

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

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

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

$\nu_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$\nu_M$  – 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 [3]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Абакан:

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

По справочным данным [3] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Гср} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

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

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

Число агрегатов:

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

где  $N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.14).

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:

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

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

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

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

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

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

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{Гср}}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_{I_p} \cdot \eta_T$  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:

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

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий.

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

Рассчитанные по формулам (3.14) - (3.19) величины для разных диаметров натурных турбин сводим в таблицы В.1 и В.2 приложения В.

Произведения  $Q'_1 \cdot \eta_T$ , в таблицах В.1 и В.2 приложения В, представлены в о. е.  $\cdot \text{Л}/\text{с}$  для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим исходя из следующих положений:

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

Из анализа таблиц В.1 и В.2 приложения В выбираем гидротурбину ПЛ306-В-530 со следующими параметрами:

$$D_1 = 5,30 \text{ м},$$

$$D_0 = 1,232 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 5,3 = 6,63 \text{ м}, \quad (3.11)$$

$$z_0 = 24.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ306-В с построенной рабочей зоной представлена в приложении В, рисунок В.1.

### **3.2 Гидротурбины и их проточная часть**

#### **3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины**

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

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

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0\text{ M}} = 0,375 \cdot D_{1\text{ M}} = 0,375 \cdot 0,460 = 0,173 \text{ м}, \quad (3.12)$$

где  $D_{1\text{ M}}$  – диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины (таблица 3.2). Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0\text{ M}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{ M}}} = 0,173 \cdot \frac{5,3}{0,460} = 1,99 \text{ м}, \quad (3.13)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения (3.20).

Для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$Z_{x,\text{пл.}} = 0.$$

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Н.Б.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_{\text{max}}$ ;
2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата при  $H_{\text{min}}$  и соответствующей мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = B \cdot \frac{\nabla Z_{\text{Н.Б.}}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

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

$\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$  – отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

### Работа одного агрегата с $N_p$ при $H_{\text{max}}$

На ГУХ ПЛ30б-В находим расчетную точку, ей соответствует точка 1.

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.16)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,29$ . По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 465,8 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{465,8}{900} - 0,29 \cdot 27,1 - 1,5 = 2,05 \text{ м} \quad (3.17)$$

### **Работа одного агрегата с Нр и Нр**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2.

Рассчитываем аналогично предыдущему пункту:

$$Q = 39,67 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$\sigma = 0,51,$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 466,3 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{466,3}{900} - 0,51 \cdot 20,8 - 1,5 = -2,33 \text{ м} \quad (3.18)$$

### **Работа одного агрегата при $H_{\min}$ и соответствующей мощности на линии ограничения**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее:  $Q = 138 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0,47,$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 466,1 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{466,1}{900} - 0,47 \cdot 18,45 - 1,5 = -0,39 \text{ м}. \quad (3.19)$$

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

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 465,8 + 2,05 = 467,85 \text{ м},$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.2}} = 466,3 - 2,33 = 463,97 \text{ м},$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.3}} = 466,1 - 0,39 = 465,71 \text{ м.}$$

Из всех полученных значений  $\nabla Z_{\text{P.K.}}$ , выбираем минимальное,  $\nabla Z_{\text{P.K.}} = 463,97 \text{ м.}$

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

По чертежу проточной части модельной гидротурбины [3] определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 1,352 \cdot D_1 = 1,352 \cdot 5,3 = 7,17 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,663 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 5,3 = 8,81 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Угол охвата спиральной камеры:

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

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 5,3 = 14,28 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 3,794 \cdot D_1 = 3,794 \cdot 5,3 = 20,11 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,765 \cdot D_1 = 2,765 \cdot 5,3 = 14,65 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_{\text{в}} = 105 \cdot \left( \frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left( \frac{35250}{115,4} \right)^{0,35} = 777 \text{ мм.} \quad (3.25)$$

где  $N_a$  – мощность агрегата;

$n_c$  – синхронная частота вращения турбины.

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 7,45 \text{ м.}$$

По рекомендациям [9] ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7 = 7,45 + 7 = 14,95 \text{ м.} \quad (3.26)$$

где  $D_{\text{ш}}$  – диаметр шахты агрегата.

Принимаем ширину машинного зала по [9]:

$$B_{\text{мз}} = 20,0 \text{ м.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 14,95 + 2 \cdot 1,8325 = 16 \text{ м,} \quad (3.27)$$

где  $B_{\text{сп}}$  – ширина спиральной камеры из выражения (3.22);  
 $B_{\text{сл}}$  – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [9]:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 16 \text{ м.}$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 16 + 16 = 80 \text{ м.} \quad (3.28)$$

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

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 14,3.$$

По справочным данным назначаем колонну [8]:

$$H_{\text{к}} = 6,3 \text{ м.}$$

На рисунке 3.2 представлен план спиральной камеры.

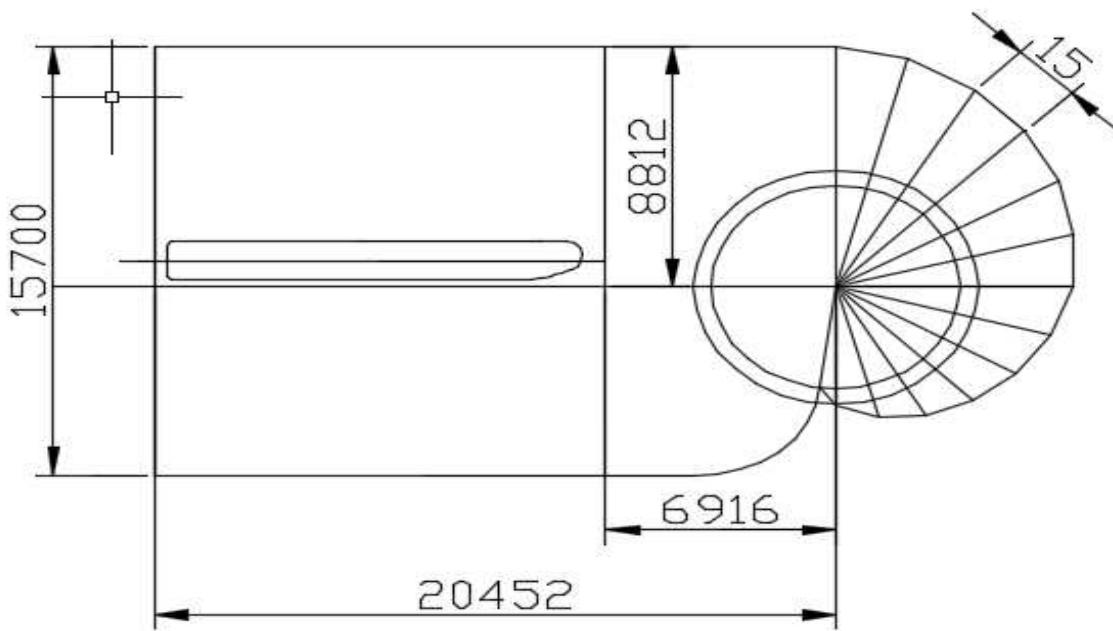


Рисунок 3.2 - План спиральной камеры

### 3.3 Выбор маслонапорной установки и ЭГР

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

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

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

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

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

По номограмме [7] определяем маслонапорную установку МНУ 10/1-40-12,5-2.

#### 3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [7] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-МП-100.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 115,4 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

$$P = 35,25 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным [10] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Из хода из всех рекомендаций был выбран следующий тип гидрогенератора: СВ-840/130-52.

Паспортные данные гидрогенератора проектируемой ГЭС сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 Паспортные данные гидрогенератора Абаканской ГЭС

P, МВт	S, МВА	Cosφ	Общая масса, т	Вес ротора, т
40	50	0,8	520	286

### 3.5. Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования

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

$$Q = 155 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Диаметр водовода:

$$D = 7,85 \text{ м.}$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v_{\text{пп}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 155}{\pi \cdot 7,85^2} = 3,2 \text{ м}/\text{с.} \quad (3.29)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$\begin{aligned} H_{\text{kp}} &= 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{\vartheta}{g \cdot D} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 7,85 \left( \frac{3,2}{9,81 \cdot 7,85} \right)^{0,55} = \\ &= 2,25 \text{ м.} \end{aligned} \quad (3.30)$$

### **3.6 Подъёмно-транспортное оборудование**

В машинном зале Абаканской ГЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, [12] предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала, и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В соответствии со стандартом [13] в машинном зале Абаканской ГЭС будет один двухбалочный опорный мостовой кран с опорными грузовыми тележками (т.к. вес самого тяжелого узла менее 500 тонн и малое число агрегатов).

Управление краном осуществляется с кабины. Так же кран снабжён площадками обслуживания.

Группу и ширину пролёта крана устанавливают в соответствии с [14] по грузоподъёмности.

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

По справочным данным [12], в соответствии с шириной пролёта и весом самого тяжёлого узла оборудования машинного зала выбираем мостовой кран КМ 300/100.

## 4 Электрическая часть ГЭС

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Абаканской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию. [15]

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

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор. В связи с небольшим количеством агрегатов (четыре), целесообразно применение единичного блока из условий требования надежности. [17]

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

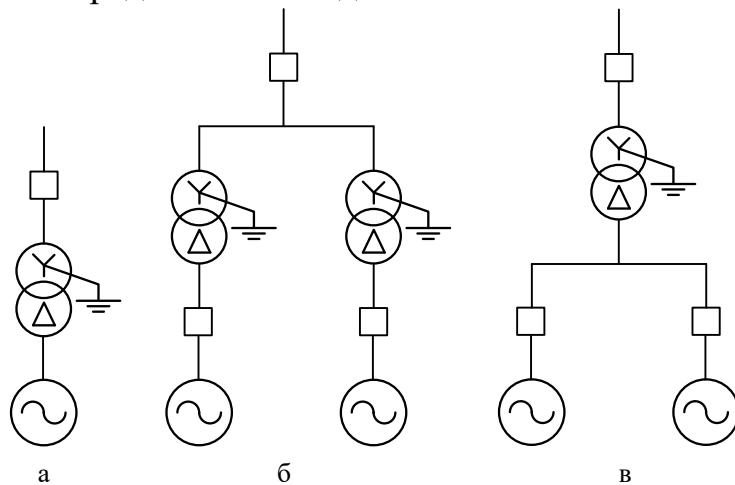


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков:

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

Схемы собственных нужд (далее - СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН на Абаканской ГЭС выполнена с одним напряжением - 0,4 кВ. [18]

Проект Абаканской ГЭС выполняет все требования Технической политики ПАО «РусГидро» а именно:

1. Оборудование систем постоянного и переменного тока, щиты и сборки для питания ответственных потребителей располагаются на незатопляемых отметках;

2. Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъёмные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);

3. На всех присоединениях 0,4-110 кВ применены силовые выключатели;

4. У всех ответственных потребителях применено автоматическое включение резерва (АВР)

5. Другие требования к СН [18]

Согласно стандарту [18]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Абаканской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции Абаза 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Основное питание шин 10,5 кВ осуществляется от двух трансформаторов СН: ТСН1, ТСН2 присоединяемых к одиночным энергоблокам ГТ1, ГТ3 между генераторными выключателями и главными повышающими трансформаторами Т1, Т3.

Такое подключение позволяет при отключении генераторов обеспечивать электроснабжение потребителей СН от сети 35 кВ через главные трансформаторы Т1, Т2.

В качестве резервного источника питания для электроснабжения затворов плотины в проекте предусматривается дизель-генератор мощностью 100 кВт на напряжение 0,4 кВ, который подключается на шины 0,4 кВ. Дизель-генератор представляет собой дизельную электростанцию (ДЭС) в контейнерном исполнении.

В состав ДЭС входят: дизель-генераторная установка, пульт управления, комплект автоматики и другие технологические системы.

Характерной особенностью современных ДЭС является высокая надежность, сниженные расходы на техническое обслуживание, низкий расход топлива и т.д.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Абаканской ГЭС». Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов [19], [20], [21], [22].

## 4.2 Выбор основного оборудования

### 4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}} = 50 - 50 \cdot 0,01 = 49,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [23] выбираются трансформаторы ТД 63000/110-У1. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный двухобмоточный с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5 \%$  предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТМ 10000/35-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{kV}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{kВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{kВт}$	$I_x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
63	110	10,5	10,5	245	35	0,25

### 4.2.2 Выбор трансформаторов СН

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}} = 0,01 \cdot 50 = 0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу ООО «ЗУТ» (Полевской) – Завод универсальных трансформаторов» выбираются трансформаторы ТСЗ-1000/0,4 У1, оборудованные РПН. [4] Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/0,4 У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{kV}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{kВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{kВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
1,0	10,5	0,4	5,5	13	3,1

### 4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ 850/130-52-У1 производства НПО "ЭЛСИБ". Паспортные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Паспортные данные генератора СВ 850/130-52-У1.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{\Gamma \text{ном}}, \text{kV}$	$\cos \varphi_{\Gamma, \text{o.e.}}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ном}}$	$P_{\Gamma \text{ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
50,0	40	10,5	0,8	0,968	0,2	0,3	0,89

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{ch}}), \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (500 - 05) = 198 \text{ МВ·A.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}; \quad K = 1,4; \quad \cos \varphi_c = 0,8;$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi} = \frac{198}{1,4 \cdot 30 / 0,8} = 2,86 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,259 \text{ кA.} \quad (4.5)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 259 = 273 \text{ A,} \quad (4.6)$$

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

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

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 120/19, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 0,390 \text{ A}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,346 \text{ кA.} \quad (4.7)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-120/19

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,249	0,427	$2,61 \cdot 10^{-6}$

### 4.3 Выбор главной схемы РУВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-110 кВ: 9 (5 ВЛЭП 110 кВ, 4 блока.). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с четырьмя блоками с выключателями и автоматической перемычкой со стороны линии. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.2.

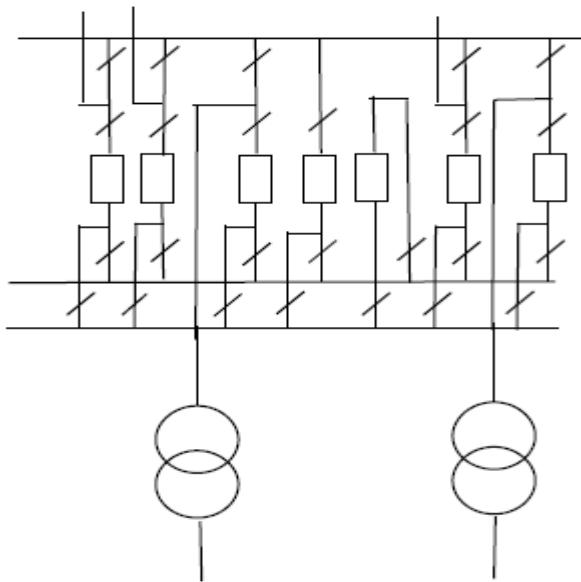


Рисунок 4.2 - Схема РУВН 110 кВ

#### 4.4 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания

##### 4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,6. \quad (4.8)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_0 = 110 \text{ кВ.} \quad (4.9)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = 12,3 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = 80,6 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = 7,09 \text{ Ом} \quad (4.12)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 110 \text{ кВ.} \quad (4.13)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 0,12. \quad (4.14)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_r = \frac{x_{*\Gamma}}{50} = 0,008 \text{ Ом,} \quad (4.15)$$

$$r_c = \frac{x_c}{50} = 1,612 \text{ Ом,} \quad (4.16)$$

$$r_L = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = 4,92 \text{ Ом,} \quad (4.17)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,15 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

#### **4.4.2 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении с применением программного комплекса RastrKZ**

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrKZ. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Kу	$i_y, \text{kA}$	$I_{n0}^{(3)}, \text{kA}$	$I_{n0}^{(1)}, \text{kA}$
Шина 110 кВ	1,608	10,3	4,168	5,148
Вывода генератора (10,5 кВ)	1,969	109,7	50,2	-

## 4.5 Выбор и проверка оборудования РУН

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

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

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

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

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

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

### 4.5.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4:

$$I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,886 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Рабочий ток трансформатора ТД-63000/110:

$$I_{T1-T4, \text{раб. макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,347 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 110 кВ:

$$I_{L1-L2, \text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{раб.макс}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4} - S_{\text{TCH}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = \\ = 0,259 \text{ кА}, \quad (4.21)$$

$$I_{L1-L2, \text{раб.утж}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_2} - S_{\text{TCH}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = \\ = 0,346 \text{ кА}. \quad (4.22)$$

Рабочий ток в присоединение трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 6,3 кВ:

$$I_{\text{TCH,раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{TCH,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{TCH,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \\ = 0,115 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

#### 4.5.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110 фирмы «Урал-электротяжмаш».

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

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м, при температуре от -40 до +30 °C.

Каталожные данные представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Каталожные данные выключателя ВЭБ-110

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВЭБ-110
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб макс}} = 2886 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{но}} = 4,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 18,31 \text{ кА}$	

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$B_{\text{к,норм}} = I_t^2 \cdot t_t, \quad (4.24)$$

где  $t_T=4$  с;

$I_T = 20$  кА – ток термической стойкости.

$$B_{k, норм} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$B_{k, расчет} = I_{н.о}^2 \cdot (t_B + t_{p3}), \quad (4.25)$$

$$B_{k, расчет} = 3,75^2 \cdot (3 + 0,01) = 42,92 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$B_{k, норм} > B_{k, расчет}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Встроенный в силовой выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 трансформатор тока типа ТВГ-УЭТМ-110 с высокими классами точности и большим межпроверочным интервалом - 20 лет. Комплектация пружинным приводом с увеличенным количеством сигнальных контактов, длительно пропускающих токи широкого диапазона (от 5 до 25 А); автоматическим управлением 2-мя ступенями обогрева шкафа и контролем их исправности.

Основные данные:

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

Выбран: Разъединитель РГ- 110 УХЛ1.

Разъединитель типа РГ-110 УХЛ1, производства «Завод электротехнического оборудования» Псковская область. Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ- 110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой

50 Гц с номинальным напряжением 110, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон.

Серия разъединителей РГ- 110 на номинальное напряжение 110 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий. Каталожные данные разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Каталожные данные разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ-110
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 347 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 4,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 18,31 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$

#### 4.5.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-110.

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

Основные данные:

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

#### 4.5.4 Выбор ограничителя перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 110 кВ. Производитель «ТавридаЭлектрик».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-РК-110 УХЛ1.

### 4.6 Выбор и проверка оборудования на генераторном напряжении

#### 4.6.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем вакуумный выключатель ВГГ-10 фирмы «Высоковольтный союз».

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

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

Каталожные данные вакуумного выключателя представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Каталожные данные ВГГ-10

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-10
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, А	2886	4000
Ток КЗ, кА	50,2	63

Выполним проверку по току термической стойкости по (4.24) и (4.25):

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

$$B_{k, \text{расч}} = 40,16^2 \cdot (3 + 0,01) = 4854 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$B_{k, \text{норм}} > B_{k, \text{расч}}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВР 10/4000 У1.

Разъединитель типа РВР 10/4000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий». Каталожные данные представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Каталожные данные разъединитель РВР 10/4000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 10
$U_{\text{сети ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 2886 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 50,2 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 109,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 125 \text{ кА}$

#### 4.6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОЛ10.

Трансформатор напряжения ЗНОЛ, производства, «Свердловский завод трансформаторов тока», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ.

Трансформатор ЗНОЛ10 предназначен для эксплуатации при условиях, высота установки над уровнем моря не более 1000 м, температура окружающего воздуха от минус 60°C до плюс 50°C для исполнения "УХЛ1" и от минус 10°C до плюс 55°C для исполнения "Т1".

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;

- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 900.

#### **4.6.3 Выбор трансформаторов тока**

Выбран: трансформатор тока ТОЛ-10.

Трансформатор тока ТОЛ-10 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТОЛ10 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом (климатическое исполнение «У»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2;

Класс точности обмотки для защиты: 5Р;

Номинальный ток вторичной обмотки В: 5.

#### **4.6.4 Выбор ограничителя перенапряжений**

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

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

#### **4.6.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора**

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

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения

## **5 Релейная защита и автоматика**

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

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

### **5.1 Перечень защит основного оборудования**

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

#### **На главном генераторе ГГ:**

- Продольная дифференциальная 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 ТД 63 000/110:**

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

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

**На трансформаторе СН ГЭС:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки

- Реле тока охлаждения

**На линиях электропередачи 110 кВ:**

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

• для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{HOM} = 2760$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{TT} = 3000/5$  А.

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

$$I_{HB(H)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 2760 = 1560 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{1560 \cdot 2}{15594},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

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

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

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

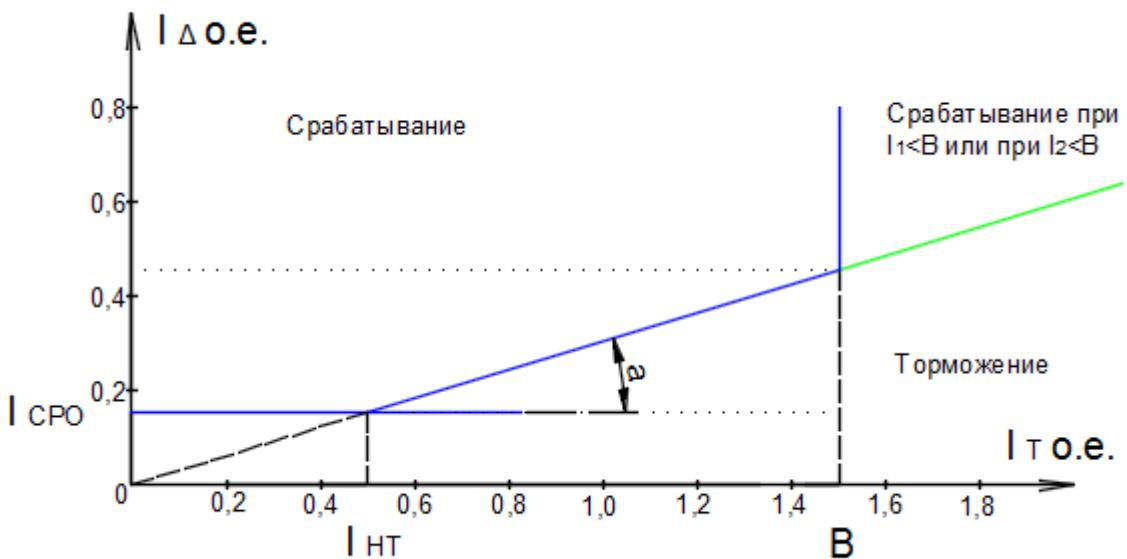


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

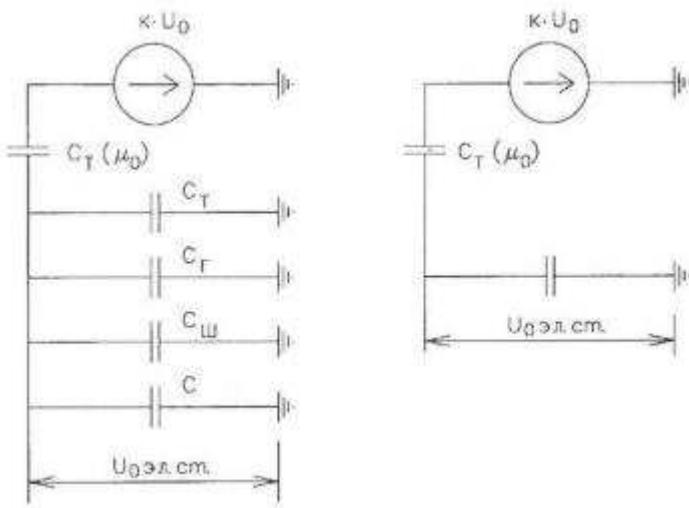


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

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

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

$C_Ш$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

$C_ВГ$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_ВТ = \\ = 0,0073 + 0,71 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,115 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

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

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухо заземлённой 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 6,3 \text{ А.} \quad (5.11)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,115} = 88,6 \text{ В.} \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 88,6}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{CP} \geq 2,26,$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

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

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

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка защиты  $U_{2>}$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

$U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.16)$$

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

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

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (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  $I_{*2}$ :

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

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

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

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

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

Задача содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{сигн}} = 0,08$ ;  $I_{2\text{сигн}} = 0,08 \cdot I_H$ .

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

При этом:

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

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.20)$$

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

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

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

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

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.22)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

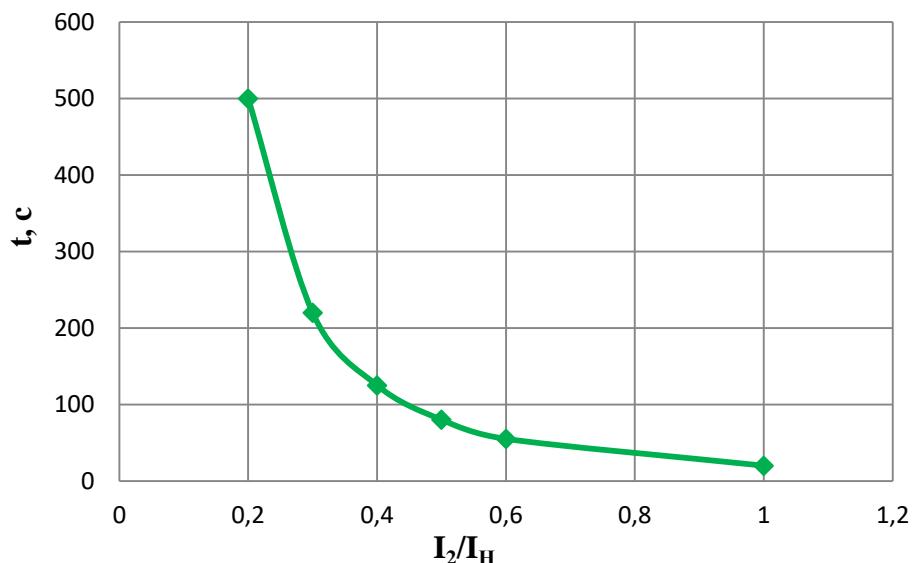


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимальной величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем

«полного охлаждения» (Ioхл) 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:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_\Gamma + x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,2 + 0,6 + 0,25)} = \\ = 0,73 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

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

$x_\Gamma$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_q} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_q \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{KZ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2(x_L + x_{\Sigma\Gamma})} + \frac{E_C}{(x_c + \frac{x_L}{n-1})2}, \quad (5.25)$$

$$I_{*}^{\text{МИН}} = \frac{1,09}{2(0,026 + 0,054)} + \frac{1}{\left(1 + \frac{0,026}{4-1}\right)2} = 6,81 + 0,5 = 7,3, \quad (5.26)$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,75, \quad (5.27)$$

$$I_{\text{мин.г}} = I_*^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_{\text{л}}) = 7,31/8 = 0,913, \quad (5.28)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_*^{\text{МИН}} \cdot I_6 = 0,913 \cdot 0,75 = 0,684 \text{ кА}, \quad (5.29)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{2 \cdot I_{K3}^{(2)} \cdot K_T}{\frac{\sqrt{3}}{K_Q}} = \frac{2 \cdot 0,684 \cdot 10,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 9,98 \text{ кА}. \quad (5.30)$$

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 зависимостью 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.31)$$

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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристики 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.

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

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

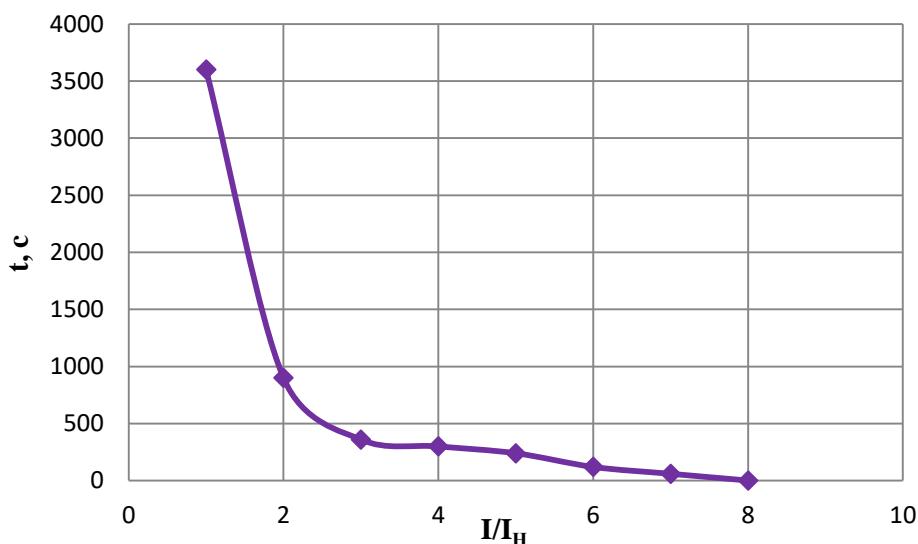


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{OTC}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В.} \quad (5.34)$$

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

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Абаканская ГЭС – Райково:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 22,04 + \frac{0,8}{4} \cdot 12,7 = 20,2 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_{1L}^2 + r_{1L}^2} = \sqrt{10,3^2 + 7,497^2} = 12,7 \text{ Ом,} \quad (5.36)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{50}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{50}{115^2} \cdot 12,7 = 0,078, \quad (5.38)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,078 \cdot 2,21 = 0,17 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{50} = 2,21$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,97 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

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

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2760} = 2,19 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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  $0,95 \cdot U_H$  (без учета насыщения):

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1115 - 0,95}{324,3}}{0,89} = 3,42, \quad (5.42)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,33. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70,7^\circ$ . Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,77 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,4 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,5 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,54 \text{ Ом}$ .

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 на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

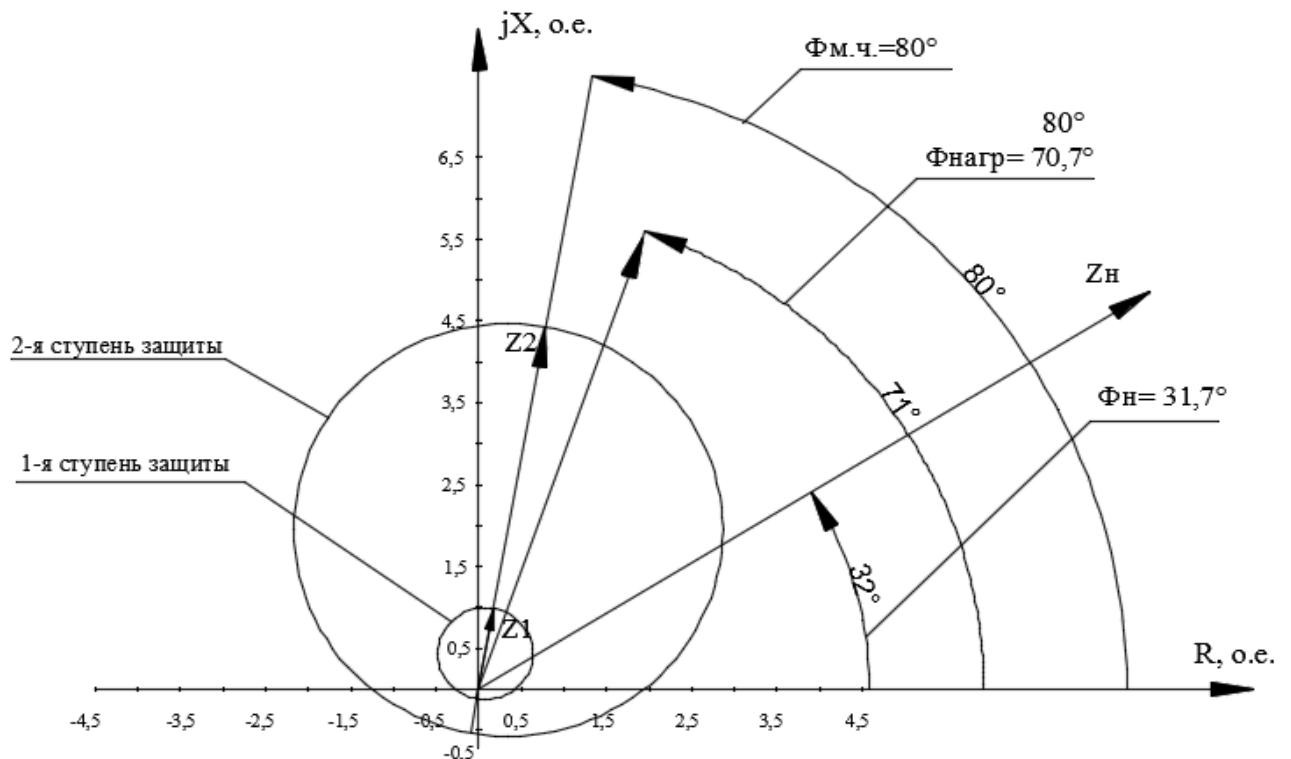


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.48)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.49)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

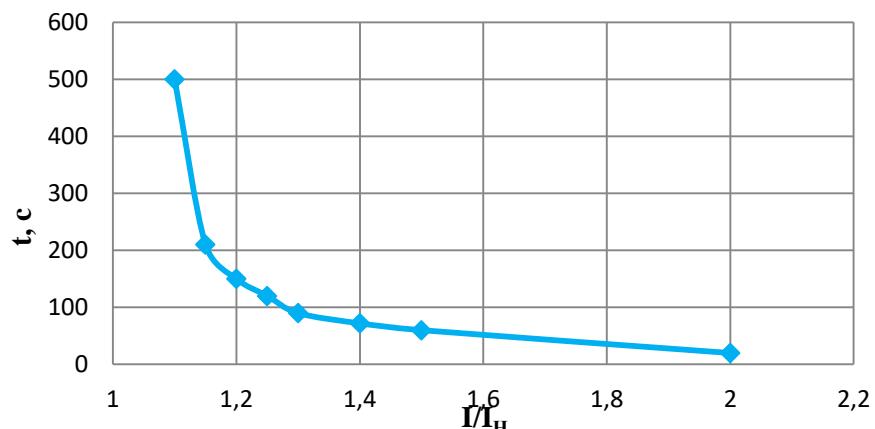


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.50)$$

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

### **5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

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

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

### **5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит**

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

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС русского типа;
- правобережная грунтовая плотина;
- левобережная бетонная плотина.

### **6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации: II. [34]. По объёму водохранилища, присвоен: I. По установленной мощности: III.

В конечном счёте присваивается наивысший класс всему сооружению, в нашем случае это первый класс.

#### **6.2.2 Определение отметки гребня плотины**

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленных по формулам:

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [32]. Высота ветрового нагона определяется по формуле:

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

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра,  $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;

$V=20$  м/с – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;  
 $L = 777$  м – длина разгона волн;  
 $\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров  $\alpha = 0$ ;  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.  
Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{494 - 464}{2} = 15 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{сет}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 777}{9,81 \cdot 15} = 0,004 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного случая.  
Вычислим безразмерные комплексы, взятые из [32]:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 777}{20^2} = 19, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{20} = 10595, \quad (6.6)$$

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

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

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,009, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,08, \quad (6.9)$$

$$\frac{g \cdot T}{V} = 4. \quad (6.10)$$

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

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,009 \cdot V^2}{g} = \frac{0,009 \cdot 20^2}{9,81} = 0,37 \text{ м}, \quad (6.11)$$

$$\bar{T} = \frac{1 \cdot V}{g} = \frac{1 \cdot 20}{9,81} = 2,04 \text{ с.} \quad (6.12)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,04^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 6,49 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Проверяем условие:

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

$15 > 3,25$  и , т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.14)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [34] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ :

При  $K_i = 2,1$  по формуле (6.13):

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0,37 = 0,77 \text{ м.}$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d \geq 2 \cdot h_{1\%}$ , определим по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равно 3 [34];

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по [34] в зависимости от скорости ветра и угла наклона откоса к горизонту;

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам [34] в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ , на глубокой воде и  $\operatorname{ctg} \varphi$ .

$$k_r = 1, k_p = 0,9, k_{sp} = 1,5.$$

По формуле (6.14 и 6.15):

$$k_{run} = 2,2 \text{ при } \bar{\lambda}_d/h_{1\%} = 8,4,$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 2,2 \cdot 1,5 \cdot 0,77 = 2,3 \text{ м.}$$

По формуле (6.2):

$$h_s = 2,3 + 0,004 + 0,8 = 3,1 \text{ м.}$$

По формуле (6.1):

$$\nabla \Gamma GP = \nabla HPU + h_s = 494 + 3,1 = 497,1 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla \Gamma GP = 497,1 \text{ м.}$

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

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma GP,$$

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{ct}, \quad (6.16)$$

где  $\nabla \Gamma B$  – отметка гребня водослива;

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

### 6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

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

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

Данные для расчёта основного расчётного случая:

- $Q=2225 \text{ м}^3/\text{с}$  при обеспеченности 1 %;
- $\nabla HPU = 494,0 \text{ м.}$
- $\nabla U_{HB_{min}} = 474,0 \text{ м.}$

Данные для расчёта поверочного расчётного случая:

- $Q=2663 \text{ м}^3/\text{с}$  при 0,1% обеспеченности;
- $\nabla\Phi_{ПУ}=495,0 \text{ м}$ ;
- $\nabla\text{УНБ}_{\max}=475,0 \text{ м}$ .

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

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\max} \cdot (n - 1) \cdot Q_{\text{ра}} = 2225 - (4 - 1) \cdot 173,5 = 1704 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

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

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_e} = \frac{1704}{68,75} = 24,8 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $q_e$  – удельный расход на водосливе:

$$q_e = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 55 = 68,75 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 11 = 55 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где  $h_{HB} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{дна} = 475 - 464 = 11 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  (рис. 1.1) при  $Q_{\text{осн. max}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м}/\text{с}$  – неразмывающая скорость для диорита.

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

Округляем  $B$  до 28 метров, принимаем  $n = 2$  количество пролетов по 14 метров.

#### 6.2.4 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:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1704}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,23 \text{ м.} \quad (6.21)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$  (рисунок 6.1.);

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

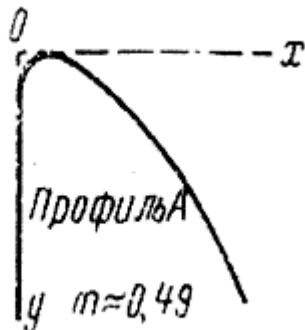


Рисунок 6.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1704}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,85 \text{ м.} \quad (6.22)$$

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

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,23}{14} = 0,91, \quad (6.23)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (рисунок 6.2).

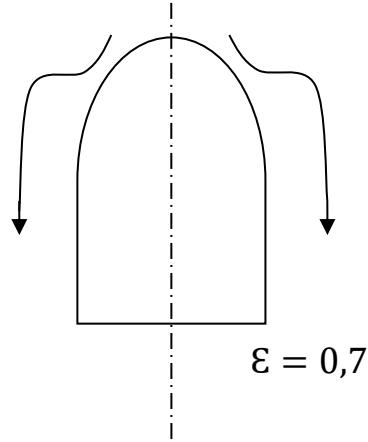


Рисунок 6.2 - Форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 2,68 - \frac{1,1 \cdot 1,6^2}{2 \cdot 9,81} = 9,8 \text{ м}, \quad (6.24)$$

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

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{1704}{(494 - 464) \cdot (28 + (2 - 1) \cdot 3)} = 1,83 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.25)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ ;  
 $\delta_B$  – толщина быка, равная 3 м.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [32]:

$$H_{\text{ст}} = 10,0 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma \text{В} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 494,0 - 10,0 = 484,0 \text{ м.} \quad (6.26)$$

### 6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{\Gamma \text{ЭС}}, \quad (6.27)$$

где  $Q_{\max \text{ повер}}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений.

$$Q_{\text{р.пов}} = 2663 - 4 \cdot 173,5 = 1969 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1969}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,16 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Полный напор на водосливе:

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов}} &= \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1969}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= 2,91 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.29)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,16}{8} = 0,89. \quad (6.30)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

$$\begin{aligned} m_{\text{пов}} &= m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{ct}}} - 0,05 \left( \frac{H}{H_{\text{ct}}} \right)^2 \right] = \\ &= 0,49 \cdot \left( 0,805 + 0,245 \cdot \frac{2,91}{4} - 0,05 \cdot \left( \frac{2,91}{4} \right)^2 \right) = \\ &= 0,36. \end{aligned} \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{1969}{(495 - 464) \cdot (28 + (2 - 1) \cdot 3)} = 2,05 \text{ м/с,} \end{aligned} \quad (6.32)$$

где  $\nabla \Phi \text{ПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\Phi \text{ПУ}$  – принимаем равной 495 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 2,91 - \frac{1,1 \cdot 2,05^2}{2 \cdot 9,81} = 10,68 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \Pi U_p = \nabla \Gamma B + H_{\text{нов}} = 484 + 10,68 = 494,68 \text{ м} < 495 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Расчётная отметка  $\nabla \Phi \Pi U$  оказалась меньше заданной, следовательно  $\nabla \Phi \Pi U = 495$  метров.

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

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 484 + 1,6 \cdot 10 = 500 \text{ м.}$$

Так как отметка  $\nabla \Gamma \Pi = 495,75 \text{ м}$ , то в конечном итоге принимаем высоту всего напорного фронта равным 500 м.

Вычисленные координаты для построения оголовка водослива представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$ .

Длины в метрах							
x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,26	1,0	2,56	20,0	12,35	30,0	28,24
1,0	0,36	11,0	3,21	21,0	13,69	31,0	30,13
2,0	0,07	12,0	3,94	22,0	15,08	32,0	32,07
3,0	0	13,0	4,75	23,0	16,53	33,0	34,05
4,0	0,06	14,0	5,64	24,0	18,15	34,0	36,09
5,0	0,27	15,0	6,61	25,0	19,60	35,0	38,18
6,0	0,60	16,0	7,64	26,0	21,22	36,0	40,31
7,0	1,0	17,0	8,73	27,0	22,89	37,0	42,49
8,0	1,40	18,0	9,87	28,0	24,62	38,0	44,71
9,0	1,98	19,0	11,08	29,0	26,30	39,0	46,98

### 6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn,max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1704^2}{9,81 \cdot (28 + (2 - 1) \cdot 3)^2}} = 6,97 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 494 - 464 = 30 \text{ м.} \quad (6.36)$$

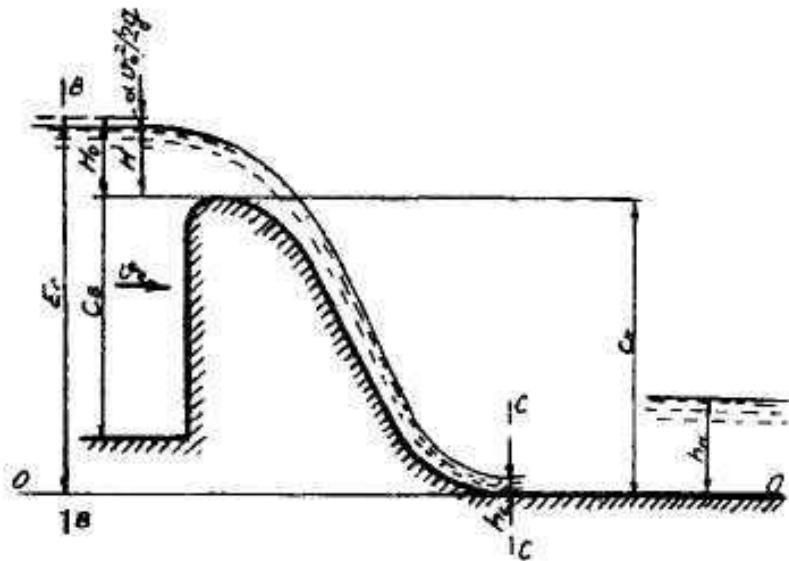


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{30}{6,97} = 4,3 \text{ м.} \quad (6.37)$$

По графику [33] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $\bar{h}_c$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,36$  и  $\bar{\xi}_c = 2,2$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$\bar{h}_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,36 \cdot 6,97 = 2,1 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$\bar{\bar{h}}_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 2,2 \cdot 6,97 = 15,34 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=2225$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $h_{\text{НБ}} = 11$  м, следовательно, прыжок отогнанный ( $\bar{\bar{h}}_c > h_{\text{НБ}}$ ).

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

#### 6.4 Расчет параметров водобоя

Расчёт высоты водобойной стенки  $h_{ct}$  проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля (рисунок 6.3), следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки  $h_{ct}$  по формуле (предварительно принимаю  $d_{kol} = 3,4$  м):

$$h_{ct} = \sigma \cdot \bar{\bar{h}}_c - H_{ct} - d_{kol} = 1,1 \cdot 15,34 - 10,52 - 3,4 = 3 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где  $H_{ct}$  – напор над водобойной стенкой.

$$\begin{aligned} H_{ct} &= \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot q \cdot (\sigma \cdot \bar{\bar{h}}_c)^2} = \\ &= \left( \frac{54,98}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{0,8 \cdot 54,98^2}{2 \cdot 54,98 \cdot (1,1 \cdot 15,34)^2} = 2,62 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.41)$$

$$q = \frac{Q_p}{(B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{1704}{28 + (2 - 1) \cdot 3} = 54,98 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Длина гидравлического прыжка:

$$L_{\Pi} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot \bar{\bar{h}}_c - \bar{h}_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,34 - 2,51) = 66,59 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Длина водобойной плиты принимается:

$$L_{\text{вод}} = L_{\Pi} = 67 \text{ м}.$$

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 21,91 \cdot \sqrt{15,34} = 5,2 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где  $v_c$  – скорость потока в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\text{п}} \cdot h_c} = \frac{1704}{31 \cdot 2,51} = 21,91 \text{ м/с}. \quad (6.44)$$

Принимаем толщину водобойной плиты 2,5 м.

Произведем проверку сопряжения потока в нижнем бьефе за стенкой.

Определяем полную удельную энергию в сечении перед стенкой по формуле (6.38):

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} + d_{\text{кол}} = 10,52 + 3 + 3,4 = 16,87 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения перед стенкой по формуле (6.37):

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{16,87}{6,97} = 2,42 \text{ м.}$$

По графику [33] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,56$  и  $\xi_c'' = 1,3$ .

Отсюда, сопряжённые глубины по формулам (6.38) и (6.39):

$$h_c = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,56 \cdot 6,97 = 3,91 \text{ м},$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,3 \cdot 6,97 = 9,1 \text{ м.}$$

Сравниваются глубина воды в нижнем бьефе и вторая сопряженная глубина и определяется затоплен гидравлический прыжок или нет:

$$h_{\text{НБ}} = 11.$$

$h_{\text{НБ}} > h_c''$  - следовательно гидравлический прыжок за стенкой затоплен.

## 6.5 Конструирование бетонной плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

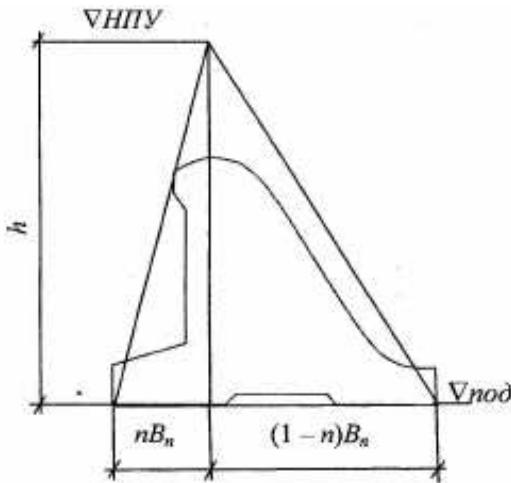


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} (1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.45)$$

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

$$h = \nabla HПУ - \nabla под = 494 - 458,1 = 35,9 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla под = \nabla дна - (\delta_{в}) - d_{кол} = 464 - 2,5 - 3,4 = 458,1 \text{ м.} \quad (6.47)$$

где  $\delta_{в}$  - толщина водобойной плиты.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.48)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$f$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для диорита 0,73.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождение воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ . В результате получаем ширину подошвы  $B=28\text{м}$ .

## 6.6 Разрез плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные и временные деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

По опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

Деформационные швы принимаем через 17 м.

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

## 6.7 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Определяем толщину быка исходя из того, что ширина пролета  $b>10\text{м}$  по формуле Березинского:

$$d = (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 14 = (2 \div 2,5) \text{ м.} \quad (6.49)$$

С учетом 0,5 м конструктивного запаса на разрез, принимаем толщину быка 5 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаются в верхний быеф (рис. 2.1). Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего быефа размещаются на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе. Величина ремонтного паза 0,5·0,5 м, рабочего 0,8·1,2м.

## 6.8 Устои

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

Устраиваем разделительные устои, задачей которых является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений, и сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой и водосливной со станционной.

## 6.9 Элементы подземного контура плотины

В скальное основание не возможна забивка шпунта. На скальных основаниях применяют цементационные завесы (для увеличения пути прохождения фильтрационного потока).

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.50)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта  $\Delta H_3 = 10,62$  (м);

$J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимаем  $J_{cr,m} = 15$ .

$$\delta_3 = \frac{10,62 \cdot 1,25}{15} = 0,86 \text{ м.}$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min}), \quad (6.51)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot (494 - 466) = 14 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n, \quad (6.52)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 28 = 2,8 \text{ м.}$$

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем  $d = 0,1$  (м).

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}, \quad (6.53)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 14 = 7 \text{ м.}$$

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

## 6.10 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 13 м по высоте.

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

Размер смотровой галереи принимаем 2·2,5 м. В основании устроены две буровых галереи размером 2,5·3 м, для устройства дренажа и буровой установки.

## 6.11 Конструктивные элементы нижнего бьефа

За водосливной плотиной устраивается водобойный колодец и водобойная плита ( $\delta_{\text{в}} = 2,5$  м;  $L_{\text{вод}} = 67$  м), водобойная плита анкеруется.

Рисбетон — участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбетона по течению должен постепенно уменьшаться, это достигается уменьшением толщины плит.

Конструкция рисбетона по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку. Принимается ширина и длина плит рисбетона равной 8 м. ( $\delta_{\text{рис}} = 1,5$  м;  $L_{\text{рис}} = 24$  м)

## 6.12 Построение эпюры фильтрационного противодавления

Подземный контур плотины на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней или в случае слабо трещиноватой скалы только из дренажа.

На рисунке 6.5 представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств.

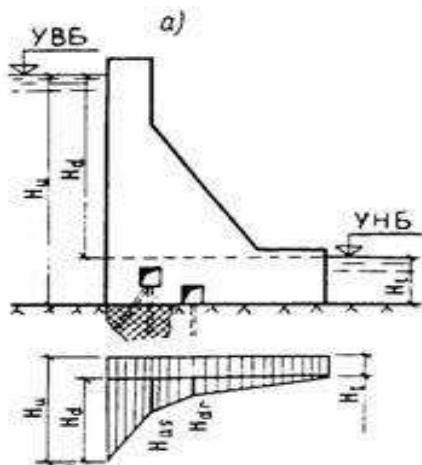


Рисунок 6.5 – Нагрузки на подошву плотины

Эпюры фильтрационного противодавления показаны на чертеже 2.  
Напор на сооружение по формуле (6.50):

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 494 - 466 = 28 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Определяем значения отношений  $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4$ ;  $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2$  (для I класса сооружений).

Напор действующий на цем. завесу:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 28 = 11,2 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Напор действующий на дренаж:

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 28 = 5,6 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Эпюры фильтрационного противодавления показаны на чертеже 2.

### 6.13 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.

#### 6.13.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{\text{пл}} = 281 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{281 \cdot 14 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3} = 5448 \text{ кН/м}. \quad (6.57)$$

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$S_{\text{пл}} = 531 \text{ м}^2,$$

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{531 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3} = 2206 \text{ кН/м}. \quad (6.58)$$

Вес плоского затвора:

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

где  $f$  - площадь затвора.

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (495 - 484 + 0,5) \cdot 14 = 161 \text{ м}^2. \quad (6.60)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 147 \sqrt{147} \cdot 9,81 = 1102 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1102}{14 + 3} = 65 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

### 6.13.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 30^2}{2} = 4500 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.62)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под. ВБ} = 494 - 464 = 30 \text{ м}$ .

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 2}{2} = 2 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под. ВБ} = 466 - 464 = 2 \text{ м.}$

Давление на зуб:

$$W_3 = \gamma_B \cdot S_{\text{ЭП}} = 10 \cdot 14,54 = 145,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $S_{\text{ЭП}}$  - площадь эпюры зуба  $= 14,54 \text{ м}^2$  (определена в программе AutoCad).

### 6.13.3 Фильтрационное и взвешенное давление

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{\text{взв}} = p_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,77 = 7554, \quad (6.64)$$

где  $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 466 - 460,1 = 5,9 \text{ м.}$

Силу взвешивающего давления (с зубом) определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{ЭП}} \cdot p \cdot g = 116 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1138 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где  $S_{\text{ЭП}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, действующего на подошву плотины  $= 116 \text{ м}^2$  (определена в программе AutoCad).

В качестве воздействия на плотину учитывают эпюру фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = S_{\text{ЭП}} \cdot p \cdot g = 161 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1579 \text{ кН}. \quad (6.66)$$

где  $S_{\text{ЭП}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины  $= 161 \text{ м}^2$  (определена в программе AutoCad).

### 6.13.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,77 \cdot \left( \frac{6,5}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = \\ &= 8,5 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.67)$$

где  $h_0$  по формуле (6.76).

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,31^2}{6,5} = 0,29 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$ :

$$y_c = H_b - \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8}h_{1\%} = 26 - \frac{12,24}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,31 = 24,55 \text{ м.} \quad (6.69)$$

### 6.13.5 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6].

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T <sub>b</sub>	1	→	4500	10	45000
T <sub>n</sub>	1	←	20	0,67	-13,4
G <sub>пл</sub>	0,95	↓	5176	3,93	-16292
G <sub>б</sub>	0,95	↓	2096	5,65	-9797
W <sub>взв</sub>	1	↑	1138	7,23	-7704
Q <sub>з</sub>	0,95	↓	58,5	8,56	-7803
W <sub>волн</sub>	1	→	8,5	28,2	239,7
W <sub>φ</sub>	1	↑	1579	4,38	5532
N			4614		
$\sum M$			11231		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{4614}{28} + \frac{6 \cdot 11231}{28^2} = -79 \text{ кН/м}^2, \quad (6.70)$$

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:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 26 \cdot 1 = -260 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.71)$$

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

$H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 30 - 79) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.72)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -79 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 30 \cdot 0 = \\ &= -79 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 30 = -300 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.79) -(6.83):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{4614}{28} - \frac{6 \cdot 11231}{28^2} = -251 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -251 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 2 \cdot (1 - 0,75^2) \\ &= -150 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2 = 53^\circ$  – угол между низовой гранью и горизонталью;  
 $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2 - 251) \cdot 1,54 = 173 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -251 \cdot (1 + 0,75^2) + +10 \cdot 2 \cdot 0,75^2 = -381 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2 = -20 \text{ кН/м}^2.$$

Все найденные напряжения представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{ кН/м}^2$	-79	-251
$\sigma_x, \text{ кН/м}^2$	-300	-150
$\tau_{xy}, \text{ кН/м}^2$	-0	173
$\sigma_1, \text{ кН/м}^2$	-89	-20
$\sigma_3, \text{ кН/м}^2$	-300	-381

## 6.14 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.75)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ .

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 381}{1} = 476 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ .

$$2100 \text{ кН/м}^2 \geq 476 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$-79 \text{ кН/м}^2 < 0$  - условие выполнено.

В зоне верховой грани плотины:

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

Проверка:

$$79 \text{ кН/м}^2 \geq 75 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.15 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.

В расчете устойчивости плотины следует учитывать вес земли, действующий на него гидростатическое давление и горизонтальную составляющую гидростатического давления с НБ:

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_b \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 7,9^2}{2} = 312 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

$$H_H = \nabla U_{\text{НБ}}_{min} - \nabla \text{под. НБ} = 464 - 456,1 = 7,9 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Результаты расчета краевых напряжений, действующих на плотину представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай
			Сила, кН
Тв	1	→	4500
Тн	1	←	312
Gб	0,95	↓	2270
Gпл	0,95	↓	5967
Wвзв	1	↑	1138
Qз	0,95	↓	58,5
Wволн	1	→	8,5
Wф	1	↑	1579
Wз	1	→	460

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

для основного случая:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.80)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{бзб} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (5967 + 2270 - 1338 - 1579 + 58,5 + 245) \cdot 0,73 + 90 \cdot \\ &\cdot 28 = 4878 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.81)$$

где  $\tan \varphi = 0,73$  – внутреннее трение для грунта основания (диорит);  
 $c = 90 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для диорита;  
 $\omega = B_n \cdot 1 = 28 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_b - T_h + W_{вол} + W_z = 4500 - 312 + 8,5 + 460 + 26 =, \\ &= 3526 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.82)$$

Таким образом условие на сдвиг по формуле (6.80):

$$\frac{6771 \cdot 0,95}{4683 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,374 \geq 1,25.$$

После проведения расчетов и анализа полученных значений значений можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость и надежность в эксплуатации.

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

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

#### **7.1.1 Система управления охраны труда**

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражющееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ является подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников Абаканской ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

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

- Конституция Российской Федерации, статьи 7, 37[53];
- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации», в том числе ст. 227÷231 (о несчастных случаях на производстве) [62];

- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) [63];
- Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) [61];
- Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) [60];
- ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения [59];
- И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

На Абаканской ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Инструктажи во всех подразделениях на Абаканской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

Цель внедрения СУОТ - обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

### **7.1.2 Требования безопасности, реализуемые на Абаканской ГЭС**

Требования безопасности рассмотрим на примере должностной инструкции ДЭМ подстанции.

1. При приемке смены ЭП обязан:
  - 1.1. Привести в порядок спецодежду, рукава застегнуть, одежду заправить так, чтобы не было свисающих концов. Запрещается засучивать рукава спецодежды.
  - 1.2. Ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с предыдущего дежурства;
  - 1.3. Получить сведения от сдающего смену о состоянии оборудования, за которым надо вести наблюдение и об оборудовании, находящемся в ремонте и резерве; об изменениях в схемах, произошедших за период от предыдущей смены.
  - 1.4. Ознакомиться с записями в журнале распоряжений под роспись, проверить регистрацию всех работ, выполняемых по нарядам и распоряжениям и количество бригад, работающих по ним.
  - 1.5. Проверить и принять дежурную спецодежду, средства защиты, приборы, инструмент, ключи от помещений, документацию по оперативной работе;
  - 1.6. Доложить вышестоящему оперативному персоналу о заступлении на дежурство и о недостатках, выявленных при приемке смены;

2. Оформить приемку смены записью в оперативном журнале.
  - 2.1. При проверке исправности и пригодности средств защиты, приспособлений обратить внимание на:
    - 2.2. Отсутствие внешних повреждений;
    - 2.3. Отсутствие проколов, трещин, разрывов у диэлектрических перчаток и бот;
    - 2.4. Дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).
3. Исправность указателя напряжения выше 1000 В проверяется приближением к токоведущим частям электроустановки заведомо находящейся под напряжением (соответствующего класса напряжения) или специальным прибором для проверки указателей.
4. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:
  - 4.1. рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;
  - 4.2. рабочая часть отвертки должна быть хорошо заострена, на стержень отвертки надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть;
  - 4.3. гаечные ключи должны иметь параллельные губки и соответствовать указанному на них размеру, рабочие поверхности их не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки – заусенцев.
5. Переносные светильники должны применяться только заводского изготовления напряжением не выше 42 В, а в местах особо опасных (сырых помещениях, траншеях, металлических резервуарах и пр.) - не выше 12 В. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.
6. При выполнении работы на высоте с использованием переносной лестницы необходимо убедиться в ее исправном состоянии.

### **7.1.3 Требования безопасности во время работы ЭП**

1. При выполнении работ запрещается приближаться к не огражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
До 1	на ВЛ	0,6	1,0
	в остальных электроустановках	Не нормируется (без прикосновения)	1,0
	6	0,6	1,0
	35	0,6	1
	60-110	1,0	1,5

2. При осмотрах электроустановок выше 1000 В запрещается входить в помещения и камеры, не оборудованные ограждениями, или барьерами. Осмотр нужно проводить без проникновения за ограждения и барьеры.

При осмотрах электроустановок до 1000 В разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

3. При работе с использованием электрозащитных средств (изолирующие штанги, клещи, указатели напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

4. Осмотр электрооборудования в ОРУ, где напряженность электрического поля более 5 кВ/м, следует производить по разработанным маршрутам оборудованным защитными экранами.

5. При подъеме на оборудование и конструкции, расположенные в зоне влияния электрического поля, напряженностью 5 кВ/м и выше должны применяться СИЗ – экранирующие костюмы.

6. Переносные и передвижные экранирующие устройства должны быть заземлены на месте их установки гибким медным проводом.

7. Во время проведения осмотров запрещается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, выполнять какую-либо работу или уборку.

8. При работах на участках отключенных токоведущих частей их необходимо заземлять.

9. Все работы в электроустановках выполняются по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

10. Подготовка рабочих мест в соответствии с требованиями наряда и допуск бригад проводится только после получения разрешения от НСС.

## **7.2 Пожарная безопасность**

### **7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности составлены в соответствии с Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00) [56].

Требования пожарной безопасности на Абаканской ГЭС являются обязательными для всех работников ГЭС, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих ремонт, реконструкцию, наладку и испытания технологического оборудования, зданий и сооружений, расположенных на территории ГЭС.

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить специальную противопожарную подготовку в системе производственного обучения в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Пожарная подготовка ИТР, рабочих и служащих состоит из противопожарного инструктажа (вводного, первичного, повторного, внепланового и целевого), занятий по пожарно-техническому минимуму, изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности, а также проведения противопожарных тренировок.

Каждый работающий на Абаканской ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях Абаканской ГЭС.

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы или в других местах службы, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник Абаканской ГЭС обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность.

Ответственность за противопожарное состояние отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений Абаканской ГЭС возлагается на руководителей этих структурных подразделений

### **7.2.2 Содержание территории**

Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

Сжигание мусора и отходов на территории предприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах), запрещается разведение костров для этой цели.

### **7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпольевые, подщитовые помещения.

Наиболее опасное в пожарном отношении оборудование Абаканской ГЭС (генераторы, главные трансформаторы, кабельные сооружения) оборудовано стационарными установками тушения пожара с автоматическим и дистанционным (ручным) пуском в работу.

Пожаротушение генератора запускается автоматически при срабатывании дифференциальной защиты, или вручную с агрегатного щита управления. Тушение пожара осуществляется водой.

Пожаротушение главных трансформаторов запускается автоматически по факту срабатывания одного из устройств (дифзащита трансформатора, газовая защита или КИВ) или вручную с блочного щита управления.

Тушение пожара осуществляется водой с помощью дренчерных оросителей типа ОПД.

Пожаротушение кабельных сооружений (туннелей, шахт, полуэтажей и т.п.) осуществляется автоматически по сигналам от дымовых пожарных извещателей, установленных в соответствующих отсеках кабельных сооружений, или вручную с кнопочных постов, установленных непосредственно у задвижек. Тушение пожара осуществляется распыленной водой.

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

### **7.3 Охрана окружающей среды**

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.

Охрана окружающей среды на Абаканской ГЭС включает в себя:

- выполнение мероприятий по охране окружающей среды и соблюдение нормативов качества окружающей среды осуществляется силами и средствами под руководством должностных лиц, назначенных руководителем предприятия ответственным за проведение данных работ;

- проведение производственного экологического контроля за соблюдением и выполнением требований природоохранного законодательства, планов и мероприятий по охране окружающей среды и ее оздоровлению – осуществляется инженером по охране окружающей среды службы охраны труда и производственного контроля (СОТИПК).

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

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [53];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [54];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [55];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [56];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [57];
- 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) [58];
- 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) [49];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [50];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [51];

- 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) [5];
- 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) [6].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [48];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [4];
- Другие нормативные документы РФ.

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

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

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

### **7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

- очистка от мусора и остатков строений;

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

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

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

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

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

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **7.3.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и в исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [4] 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 авиаопрыскивания 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.

### **7.3.3 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть 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 Абаканского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

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

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

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

2) лесоочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.

3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Абакан невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

## 8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства Абаканской ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные капиталовложения;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### 8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Современные энергосистемы существуют для выполнения только одной задачи – энергоснабжение потребителей. Электроэнергия на данный момент представляет собой незаменимый ресурс. Она связана со всеми видами деятельности человека. Она служит актуальным товаром на современном рынке.

Проблемой электроэнергии является то, что её нельзя сохранить в больших количествах. Оценка объемов продаж электроэнергии представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования			
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Установленная мощность	МВт	141	141	141	141
Число часов использования установленной мощности	Часы	4200,00	4200,00	4200,00	4200,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	49 350,0	49 350,0	49 350,0	49 350,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	82,25	82,25	82,25	82,25
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	49 267,8	49 267,8	49 267,8	49 267,8
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 007,00	1 042,00	1 077,00	1 110,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	4,134	4,278	4,421	4,557
НДС к выручке	Млн.руб.	0,630	0,652	0,674	0,695

Динамика выручки от реализации продукции представлена на рисунке 8.1.

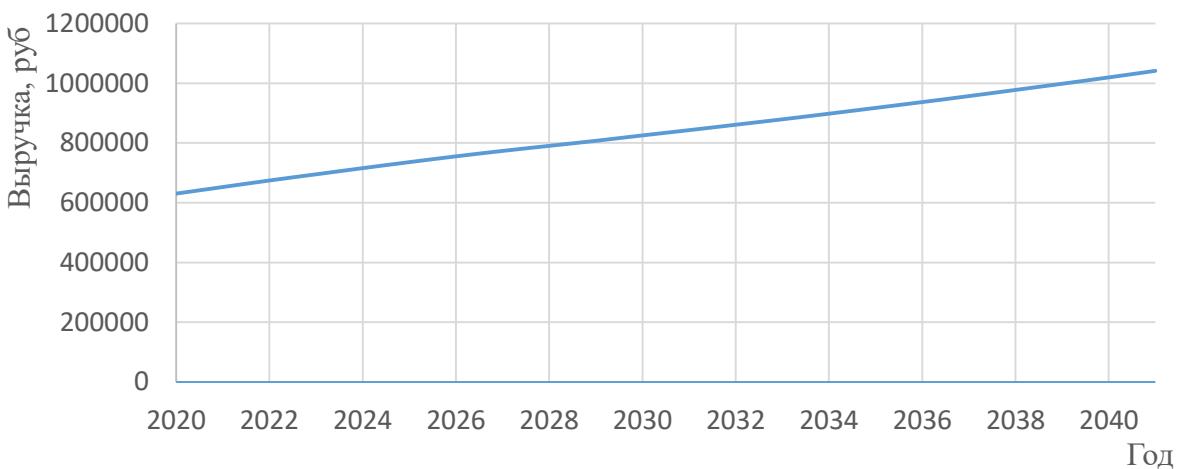


Рисунок 8.1 – Динамика выручки от реализации продукции

## 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017–2042гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.17 г. №92) [39] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка	Величина
Расходы на оплату труда	255,2тыс. руб./МВт	35,983 млн. руб.
Прочие	274,0тыс. руб./МВт	38,634 млн. руб.
Итого по ГЭС	-	74,617млн. руб.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135 380 руб/МВт	19,088
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	0,721
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,209
Итого	-	20,019

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Абакан составляет 4,8 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876) [56].

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2020г.	2021г.	2022г.	2023 г.	Миллионах рублей
Амортизационные отчисления	58,58	58,58	58,58	58,58	
Расходы на страхование	14,263	13,698	13,133	12,568	
Эксплуатационные затраты	74,617	74,617	74,617	74,617	
Расходы на ремонт производственных фондов	10,697	10,274	14,775	14,139	
Расходы на услуги регулирующих компаний	20,019	20,726	20,812	20,812	
Налог на воду	2,795	5,438	5,847	5,847	
Итого	181,267	183,628	188,059	186,858	

Текущие затраты наглядно представлены на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Абаканской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС – 18% от суммы добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в подразделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Налоги	2020г.	2021г.	2022г.	2023 г.	Миллионах рублей
Налог на прибыль	49,595	184,681	207,261	214,535	
НДС	103,639	103,639	205,855	212,169	
Взносы в социальные фонды	2,544	2,472	2,472	2,472	
Налог на имущество	33,190	31,573	30,280	28,986	
Итого	188,969	322,366	445,868	458,163	

#### 8.4 Прибыль

Наилучшей формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта является отчет о прибылях и убытках.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	Миллионах рублей
Выручка (нетто)	593,21	1 055,57	1 146,75	1 181,62	
Текущие расходы	181,26	183,62	188,05	186,85	
EBITDA (Валовая прибыль)	411,94	871,94	958,69	994,76	
Скорректированный налог на прибыль	6,86	14,53	15,97	16,57	
NOPAT (Чистая прибыль)	405,07	857,41	942,41	978,18	
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	

Чистая прибыль в первые годы эксплуатации отображена на рисунке 8.3

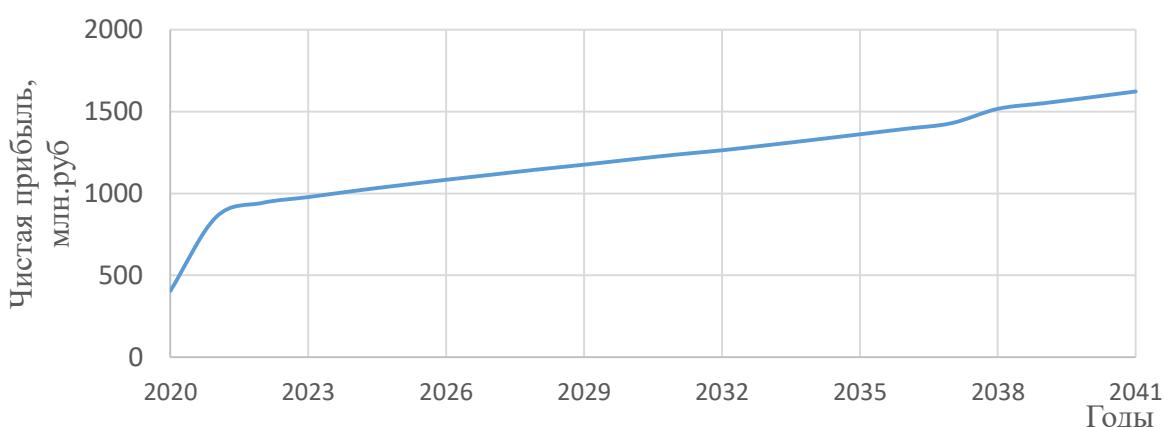


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн. руб.

## **8.5 Методология, исходные данные**

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2021 гг.

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

Период прогнозирования для Абаканской ГЭС составляет 25 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

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

## **8.6 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2020	2021	2022	2023	Миллионах рублей
Налоговые поступления	88,1	327,8	451,7	464,0	
В федеральный бюджет	54,9	296,2	421,4	435,0	
В региональный бюджет	33,1	31,5	30,2	28,9	

## 8.7 Коммерческая эффективность

Цель расчета – расчет показателей эффективности инвестиций в реализацию проекта. Показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Абаканской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	77
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4 302,57
Индекс прибыльности - PI	3,53
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	31,22
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/КВт	119950

## 8.8 Анализ чувствительности проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Имделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, цена сбыта и ставка дисконтирования.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде изменения PI на рисунках 8.4-8.7.

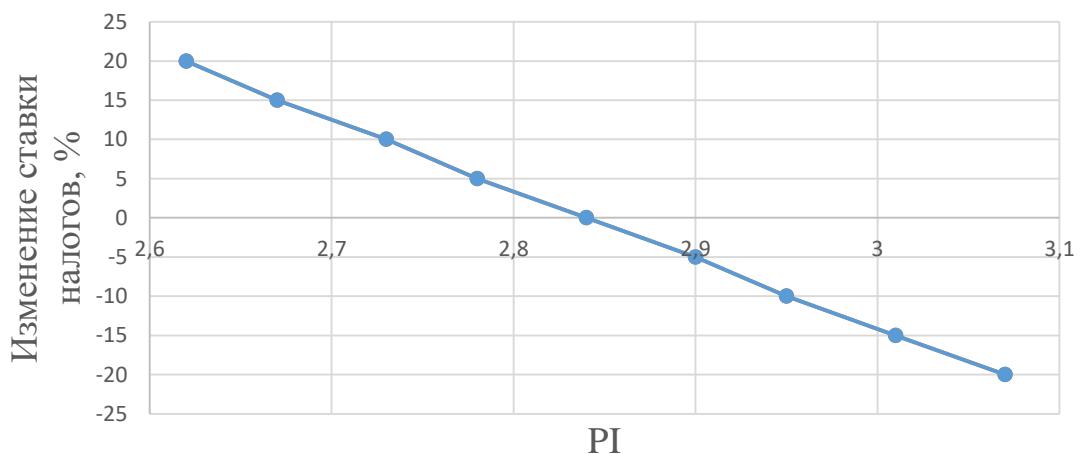


Рисунок 8.4 – Зависимость PI от ставки налогов

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

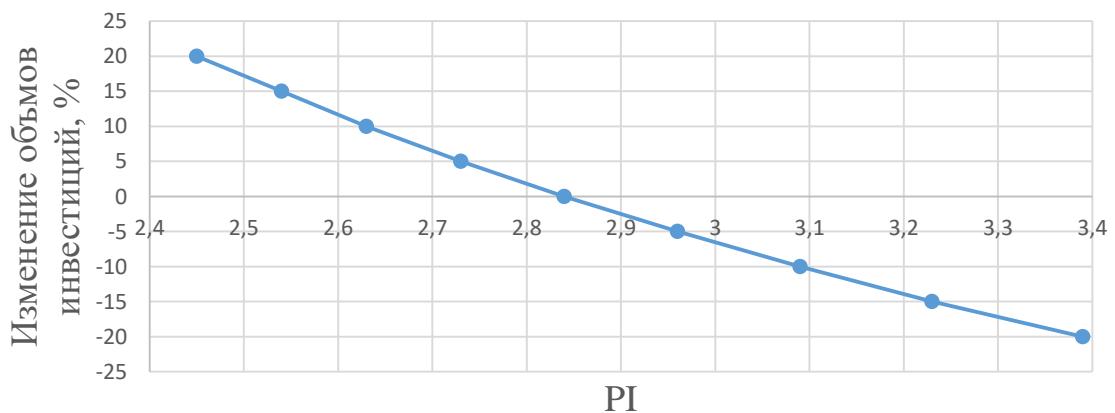


Рисунок 8.5 – Зависимость PI от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение индекса доходности.

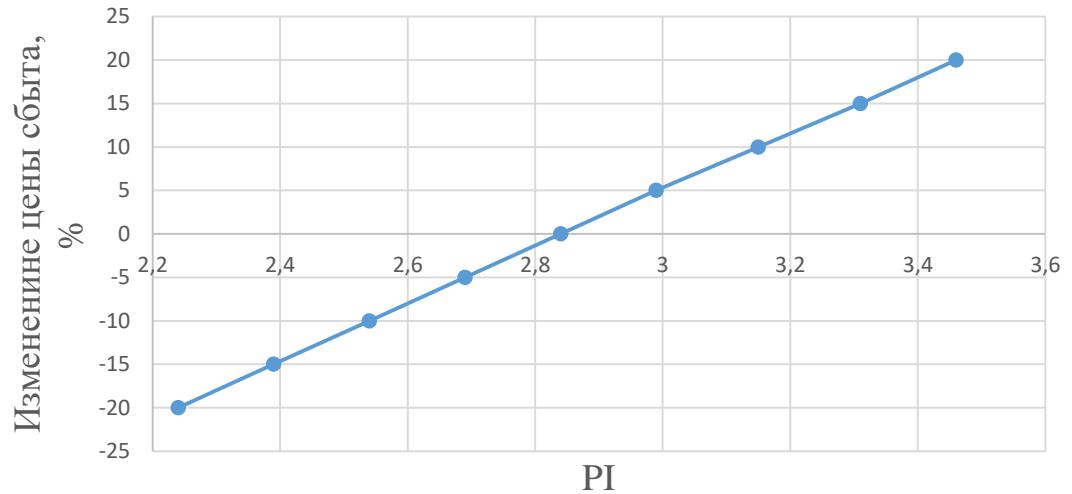


Рисунок 8.6 – Зависимость PI от цены сбыта

По данному графику видно, что 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.

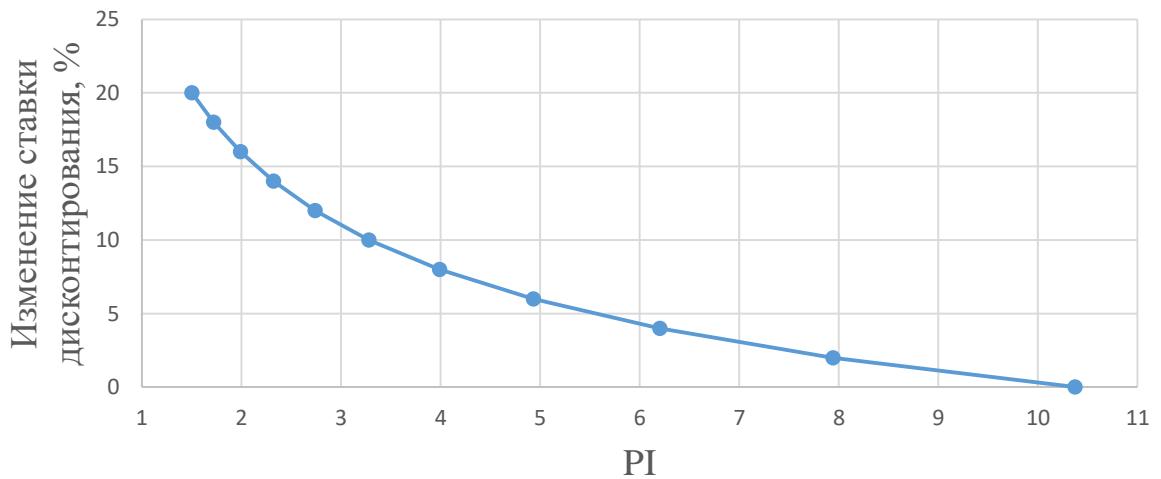


Рисунок 8.7 – Зависимость PI от ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

## 9 Силовые трансформаторы, конструктивное исполнение, обслуживание и ремонт, вспомогательное оборудование для обслуживания и ремонтов.

### 9.1 Силовой трансформатор

Трансформатор — это статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки на каком-либо магнитопроводе и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем (напряжений) переменного тока в одну или несколько других систем (напряжений), без изменения частоты.

Это устройство, предназначенное для изменения величины напряжения в сети переменного тока. Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции. При подключении первичной обмотки к источнику переменного тока, в обмотках генерируется магнитное поле, которое вызывает ЭДС во вторичных обмотках. Данная ЭДС пропорциональна числу витков в первичных и вторичных обмотках. Отношение электродвижущей силы в первичной обмотке/вторичной называется коэффициентом трансформации.

### 9.2 Конструктивное исполнение силового трансформатора

Любой трансформатор любого назначения состоит из пяти компонентов: магнитопровода, обмоток, бака, крышки и вводов.

Самая важная деталь — магнитопровод — набирается из стальных листов, каждый из которых покрыт с обеих сторон изоляцией — слоем лака толщиной 0,005 мм. Конструкция силового трансформатора изображена на рисунке 9.1



Рисунок 9.1 – Конструкция силового трансформатора

### **9.3 Обслуживание силового трансформатора**

Для поддержания трансформатора в работоспособном состоянии на протяжении всего периода эксплуатации необходимо регулярно осуществлять его техническое обслуживание. Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания трансформатора:

- технический осмотр;
- профилактический контроль;
- внеплановое техническое обслуживание (обусловлено появлением в межремонтный период неисправностей трансформатора или его аварией).

При техническом осмотре силовых трансформаторов проверяют показания термометров и мановакууметров; состояние кожухов трансформаторов; отсутствие течи масла; наличие масла в маслонаполненных вводах; соответствие уровня масла в расширителье температурной отметке; состояние изоляторов, маслохладящих и маслосборных устройств, ошиновки и кабелей; отсутствие нагрева контактных соединений; исправности пробивных предохранителей и сигнализации; состояние сети заземления трансформаторного помещения.

Во время профилактического контроля предусматривается выполнение работ по проверке трансформаторного масла, профилактических испытаний трансформатора, а также выполнения регламентных работ в межремонтный период по замене изношенных частей и материалов (резиновые уплотнения, силикагель фильтров и др.).

Внеплановое техническое обслуживание производят при резком изменении температуры наружного воздуха и при каждом отключении трансформатора от действия токовой или дифференциальной защиты.

Таким образом обслуживание силового трансформатора заключается в обеспечении следующих основных мероприятий:

- комплекс операций, связанных с приемом, хранением, обработкой, распределением, сбором, испытаниями и анализом трансформаторного масла;
- выполнение регламентных работ в межремонтный период по замене изношенных частей и материалов трансформатора.

### **9.4 Разборка и дефектировка трансформатора**

Трансформатор, доставленный на площадку разборки, очищают от грязи, а затем тщательно осматривают снаружи. Внешний осмотр производится для выявления внешних неисправностей: трещин в армировочных швах и сколов фарфора вводов, нарушения сварных швов и течи масла из фланцевых соединений, механических повреждений циркуляционных труб, расширителя и других деталей трансформатора. О замеченных неисправностях делают записи в соответствующих графах дефектировочных карт.

При наличии неисправностей, уточнение или устранение которых требует вскрытия трансформатора и подъема активной части, трансформатор разбирают.

Перед разборкой масло из трансформатора частично или полностью

сливают. Частично (до уровня верхнего ярма магнитопровода) сливают масло, когда ремонтные работы могут выполняться без подъема активной части трансформатора (например, при замене вводов, ремонте контактов переключателей) или только с подъемом активной части, но в течение времени, не превышающем допустимое время пребывания обмоток трансформатора вне масла. Полностью сливают масло из трансформатора чаще всего при необходимости сушки его активной части, а также при ремонтах, требующих замены поврежденных обмоток, и в том случае, если масло непригодно для дальнейшего использования из-за чрезмерного загрязнения и увлажнения.

Разборка, ремонт и сборка трансформатора связаны с необходимостью выполнения электрослесарем большого объема слесарных и сборочных работ.

Последовательность выполнения операций разборки определяется в каждом конкретном случае в зависимости от конструкции трансформатора, подлежащего ремонту.

Перед разборкой проверяют комплектность поступившего в ремонт трансформатора (должны быть в наличии все сборочные единицы и детали, полагающиеся для данной конструкции), а также состояние его наружных частей, целость сварочных швов и соединений, отсутствие течи масла из фланцевых соединений арматуры с баком.

Разборку начинают с демонтажа газового реле, термометра, расширителя, предохранительной трубы и других устройств и деталей, расположенных на крышке трансформатора.

После демонтажа газового реле для предохранения внутренних деталей реле от загрязнений и повреждений закрывают отверстия в его корпусе листами фанеры, оргалита или толстого картона и закрепляют болтами, освободившимися при демонтаже реле.

Проверку исправности, испытание и ремонт реле производят в электролаборатории, куда и доставляют реле, снятое с разбираемого трансформатора.

Продолжая операции разборки, демонтируют предохранительную трубу, а затем расширитель.

Освобожденную от креплений трубу обвязывают веревкой и опускают с соблюдением предосторожности, исключающей повреждение мембранны предохранительной трубы или повреждение опускаемой трубой других частей и деталей трансформатора. Отверстие в крышке, где была установлена труба, закрывают фанерой.

Затем производят демонтаж расширителя.

Удалив реле, предохранительную трубу и расширитель, продолжают разборку, переходя к демонтажу крышки трансформатора. Демонтаж крышки производят с соблюдением мер предосторожности, исключающих повреждение фарфоровых деталей вводов, обмоток ВН и НН.

При подъеме активной части трансформаторов с вводами, расположенными на стенках баков, вначале отсоединяют отводы и демонтируют вводы, а затем только поднимают активную часть трансформатора. Активную

часть, поднятую из бака, устанавливают на прочном помосте из остроганных досок или на деревянных брусьях так, чтобы обеспечивалось ее устойчивое вертикальное положение и возможность осмотра, проверки и ремонта.

Продолжая разборку, отсоединяют отводы от вводов и переключателя и проверяют состояние их изоляции, армировочных швов вводов и контактной системы переключателя; о всех замеченных неисправностях делают соответствующие записи в дефектировочной карте. Далее отвертывают рымы с вертикальных шпилек, снимают крышку, относят ее в сторону и укладывают так, чтобы выступающие под крышкой части не были повреждены, вводы защищают от механических повреждений, закрыв их жесткими цилиндрами из картона или обернув чистой мешковиной.

Закончив первый этап разборки, переходят ко второму, наиболее сложному и трудоемкому, — демонтажу обмоток. Основные операции демонтажа обмоток выполняют в такой последовательности: удаляют вертикальные шпильки, отвертывают гайки стяжных болтов и снимают ярмовые балки магнитопровода, расшихтовывают верхнее ярмо магнитопровода, связывая и располагая пакеты пластин в порядке, при котором их будет удобнее укладывать при шихтовке верхнего ярма. Далее разбирают соединения обмоток, удаляют отводы, извлекают деревянные и картонные детали расклиновки обмоток ВН и НН и снимают обмотки со стержней вручную (обмотки трансформаторов до 63 кВ·А) или с помощью подъемного механизма (обмотки трансформаторов 100 кВ·А и выше) вначале ВН, а затем НН.

Обнаруженную путем испытаний при дефектировке поврежденную обмотку доставляют в обмоточное отделение, а расширитель, переключатель, вводы и другие детали трансформатора, нуждающиеся в ремонте, — в отделение ремонта электромеханической части.

## 9.5 Ремонт основных частей трансформатора

### 9.5.1 Ремонт и изготовление обмоток

Переизолировка обмоточного провода. Обмотку, поступившую в ремонт, осматривают для уточнения масштабов повреждения, а также определения способов ремонта и необходимых для этого материалов и оборудования. При этом выясняют также возможность повторного использования обмоточного провода и изоляционных деталей поврежденной обмотки. Восстановить изоляцию и повторно использовать обмоточный провод, снятый с поврежденной обмотки, можно довольно часто и этим следует воспользоваться. Поскольку в электроустановках имеются современные устройства релейной защиты и автоматики, полное разрушение обмоток происходит очень редко, так как трансформатор, как правило, отключается защитой на стадии возникновения повреждения, когда из-за электрического пробоя оказывается поврежденной только изоляция витков обмоточного провода, а не сам провод.

Использовать повторно снятый с обмотки провод после восстановления

его изоляции путем переизолировки можно и при поступлении в ремонт обмоток с признаками сильного износа (старения) их изоляции вследствие продолжительной работы в условиях частых и длительных перегревов.

Процесс переизолировки снятого с обмотки провода состоит из операций удаления с него старой изоляции, отжига, рихтовки и покрытия новой изоляции.

При правильном выполнении операций переизолировки старый обмоточный провод по своим качествам будет равнозначен новому.

В ремонт поступают трансформаторы с различными повреждениями. В одних трансформаторах оказывается поврежденной только изоляция обмоток, а в других бывают повреждены (оплавлены) и обмоточные провода. При аварии, вызвавшей даже частичное выгорание проводов обмотки, резко ухудшается изоляция и у неповрежденной ее части. Обмотки с небольшим участком выгоревших проводов и изоляции ремонтируют в ряде случаев путем только частичной перемотки. Однако такой ремонт связан с трудностью удаления поврежденной части обмотки и намотки новых секций (а при этом нередко нарушается целостность изоляции неповрежденной части ремонтируемой обмотки). Следует также учитывать, что при частичной перемотке поврежденной обмотки должны использоваться изоляционные и проводниковые материалы, равноценные сохранившимся в ее неповрежденной части, а это не всегда возможно из-за отсутствия материалов, применявшимся ранее в трансформаторостроении. При частичной перемотке ограничиваются возможности применения новых, более качественных изоляционных материалов из-за нарушения единства изоляции обмоток.

Эксплуатация трансформаторов с частично перемотанными обмотками показала, что продолжительность их работы в 2 — 3 раза короче, чем у трансформаторов с полностью перемотанными обмотками. Поэтому при необходимости ремонта частично поврежденных обмоток целесообразно в каждом случае решать вопрос о возможности замены их вновь намотанными обмотками.

Намоточные станки оснащают шаблонами, натяжными приспособлениями и стойками с натяжными устройствами для барабанов с обмоточным проводом.

Перед началом намотки обмоток следует, используя чертежи, дефектировочную, маршрутную и технологическую карты, заготовить необходимые изоляционные и проводниковые материалы и инвентарные приспособления, а также рабочие и мерительные инструменты. Надо подготовить шаблон, соответствующий размерам будущей обмотки, а также проверить исправность намоточного станка. Рабочее место обмотчика должно быть свободно от посторонних предметов и хорошо освещено. При изготовлении, сборке и монтаже обмоток в качестве изоляционных материалов применяют бумагу (кабельную, телефонную), электротехнический картон и деревянные детали, а также изоляционные конструкции из этих материалов.

Конструктивно наиболее простой и технологически легко выполнимой является непрерывная обмотка из одного провода и целым числом витков.

Для защиты от возможных и нередко возникающих в линии электропередачи перенапряжений непрерывную обмотку ВН на напряжение 110 кВ и выше снабжают частичной емкостной защитой в виде экранирующих витков и емкостных колец, выравнивающих электрическое поле во входных катушках обмотки. Экранирующие витки из провода с усиленной изоляцией накладываются непосредственно на входные катушки обмотки, а емкостные кольца устанавливаются отдельно по торцам обмотки.

Непрерывные обмотки, имеющие ряд преимуществ по сравнению с обмотками других типов и исполнений, получили широкое распространение в трансформаторах разных мощностей и напряжений. Основное их преимущество — большая стойкость к осевым усилиям, возникающим при коротких замыканиях. Непрерывная обмотка имеет большую торцевую опорную поверхность и допускает подпрессовку в осевом направлении при ее ослаблении.

Намотка обмоток других типов (например, винтовой) производится с соблюдением основных технологических требований, предъявляемых к намотке непрерывной обмотки. Учитывая это, описание технологии изготовления новых обмоток приведено на примере намотки обмотки только одного типа и конструктивного исполнения — непрерывной обмотки.

Сушка и прессовка обмотки. Вновь изготовленная обмотка подвергается сушке, для чего предварительно стягивается (запрессовывается) в специальных плитах, иначе она может рассыпаться при транспортировании к месту выполнения очередных технологических операций — сушки и подпрессовки.

Стяжку обмотки производят с помощью круглых стальных плит с отверстиями и стяжных шпилек. Для выполнения стяжки устанавливают плиты на торцах обмотки, продевают в отверстия плит стяжные шпильки и, равномерно навертывая гайки, стягивают, на шпильках обмотку настолько сильно, чтобы она не рассыпалась при перемещении к месту выполнения следующей операции — сушки.

Сушка — важная операция, повышающая качество обмоток и продлеваяшая продолжительность их работы. Она предназначается для удаления влаги, наличие которой в бумажной изоляции резко снижает электрическую прочность и срок ее службы.

Первоначально обмотка была стянута стяжными плитами так, чтобы ее можно было только перемещать без опасения рассыпания. Более сильное стягивание обмотки плитами препятствовало бы интенсивному испарению влаги из ее изоляции. Поэтому после сушки производят подпрессовку обмотки, которую выполняют при помощи гидропресса без снятия плит или завертыванием гаек на шпильках стяжных плит до тех пор, пока размер обмотки в осевом направлении не достигнет требуемой величины.

После сушки и прессовки обмотку отделяют: проверяют ее размеры, устраняют (с помощью клиньев), наклон катушек, обрезают выступающие части реек и клиньев, изолируют Поврежденные участки изоляции, подбивают выступающие переходы проводов, направляют смещенные полосы изоляции под переходами, выявляют и устраниют другие дефекты обмотки, появившиеся в

процессе намотки, сушки или прессовки.

По окончании намотки, сушки и прессовки, а также готовую обмотку подвергают различным проверкам и испытаниям с целью контроля качества и определения правильности выполненных операций ее изготовления.

Готовую обмотку отправляют в отделение сборки или устанавливают в специальной раме, предотвращающей ее деформацию, и отправляют, на хранение в сухое и отапливаемое помещение.

### **9.5.2 Ремонт магнитопровода**

Магнитопроводы, поступающие в ремонт, нуждаются преимущественно в частичном ремонте, реже — в ремонте с полной разборкой и перешихтовкой активной стали.

При частичном ремонте магнитопровода нет необходимости в его полной разборке. Частичный ремонт выполняют при незначительных повреждениях активной стали или отдельных деталей магнитопровода, например при местных замыканиях и небольших оплавлениях листов активной стали, повреждениях изоляционных деталей, ослаблении крепления ярмовых балок, забоянах и т. п.

Необходимость ремонта с полной разборкой и перешихтовкой возникает при таких тяжелых повреждениях, как пожар стали, при котором может выйти из строя значительная часть пластин активной стали магнитопровода и изоляционных деталей.

Ремонт магнитопровода с поврежденными пластинами активной стали состоит из следующих основных работ: подготовки к ремонту, разборки магнитопровода, очистки и изоляции пластин и др.

### **9.5.3 Ремонт вводов**

В эксплуатации находится большое количество трансформаторов с армированными вводами. Вводы трансформаторов работают в тяжелых условиях. В то время как часть ввода, находящаяся внутри бака трансформатора, нередко нагревается до 70 °С, на другую его часть, возвышающуюся над крышкой, могут действовать отрицательная температура (—35 °С и ниже), а также различные агрессивные вещества из окружающего воздуха. На изоляторы вводов воздействуют атмосферные перенапряжения, которые в десятки и сотни раз превышают номинальные напряжения трансформатора и даже испытательные напряжения изолятора. Наиболее часто в армированных вводах повреждаются армировочные швы в месте соединений фарфоровых изоляторов с металлическими фланцами. Это объясняется тем, что при воздействии на изолятор переменных температур в швах возникают значительные механические усилия вследствие различия коэффициентов расширения фарфора и металла. Нередко разрушение швов происходит из-за электродинамических сил, действующих на ввод при частом прохождении через его стержень токов к. з.

При ремонте трансформатора вводы тщательно осматривают, обращая

особое внимание на сохранность изолятора и целость армировки. Если на поверхности изолятора имеется не более двух (на одной вертикальной линии) сколов площадью до 1 см<sup>2</sup> и глубиной до 1 мм, дефектные места промывают и покрывают двумя слоями бакелитового лака, просушивая каждый слой в сушильном шкафу при 50 — 60 °С. Изоляторы с большим количеством дефектов заменяют новыми.

Затем производят сборку ввода и его переармировку.

Вводы трансформаторов должны быть герметичны, поэтому переармированный ввод испытывают, проверяя его герметичность.

Ввод считается выдержавшим испытание и пригодным к работе, если во время испытания на его поверхности или в местах сопряжений фланцев с фарфором не появлялось масло.

#### **9.5.4 Ремонт бака, крышки, расширителя**

Баки и крышки трансформаторов повреждаются редко. При ремонте трансформаторов проверяют состояние сварных швов бака, отсутствие течи масла из арматуры, целость резьбы крепежных деталей, наличие и состояние уплотняющих прокладок, прочность крепления фланца предохранительной трубы на крышке, сохранность мембранны предохранительной трубы.

Все замеченные неисправности устраняют. Поврежденные участки сварного шва вырубают зубилом и очистив от грязи и масла, сваривают вновь; течь масла в местах соединения циркуляционных труб с баком устраниют чеканкой, а из пробкового крана — притиркой пробки при помощи абразивных порошков; крепежные детали (болты, гайки, винты) с сорванной резьбой заменяют; поврежденные уплотняющие резиновые прокладки заменяют прокладками из маслостойкой резины соответствующей толщины; проверяют прочность и герметичность крепления стеклянной диафрагмы, установленной на предохранительной трубе.

Поврежденную диафрагму и потерявшую упругость прокладку заменяют новой. Внутреннюю полость предохранительной трубы очищают от грязи, протирают тряпками и промывают чистым трансформаторным маслом. Поврежденную или потерявшую эластичность резиновую прокладку между фланцем предохранительной трубы и крышкой бака заменяют прокладкой, изготовленной из листа маслостойкой резины толщиной не менее 8 мм.

Расширитель, термосифонный фильтр, воздухоочиститель и маслозапорную арматуру разбирают, очищают от шлама и грязи, промывают в трансформаторном масле, а затем собирают, придерживаясь последовательности, обратной разборке. Покрытые ржавчиной поверхности очищают стальными щетками и окрашивают. Фильтры и воздухоочистители перезаряжают, заменяя в них силикагель свежим или восстановленным. Газовое реле, термометрический сигнализатор, пробивной предохранитель и другие контрольные и защитные приборы ремонтируют в соответствующих лабораториях (электротехнической, контрольно-измерительных приборов и др.).

Все отремонтированные и вновь изготовленные сборочные единицы и детали после соответствующих проверок и испытаний поступают в отделение сборки, располагающее необходимым подъемно-транспортным и технологическим оборудованием, инвентарными приспособлениями и инструментом.

## 9.6 Сборка трансформатора

Процесс сборки трансформатора осуществляется в обратном порядке относительно его разборки.

После окончания сборки трансформатора перед заполнением его маслом еще раз проверяют мегаомметром на 1000 В электрическую прочность изоляции обмоток. Трансформатор заполняют сухим трансформаторным маслом соответствующей электрической прочности до требуемого уровня, определяемого отметками на маслоуказателе расширителя. Заполнив трансформатор маслом, проверяют герметичность арматуры и установленных на крышке деталей, а также отсутствие течи масла из имеющихся соединений и сварных швов.

При отсутствии дефектов, препятствующих нормальной и безопасной работе, трансформатор подвергают электрическим испытаниям, объем и нормы которых установлены ГОСТом. Цель испытаний трансформатора — проверка его электрических характеристик и качества работ, выполненных в процессе ремонта. Трансформатор, подвергающийся капитальному ремонту, испытывают как в процессе ремонта, так и после него.

Отремонтированный трансформатор подвергают испытаниям, в объем которых входит: измерение сопротивления изоляции обмоток; определение коэффициента трансформации; измерение сопротивления обмоток постоянному току; проверка группы соединения обмоток; измерение потерь и тока холостого хода (опыт холостого хода), потерь и напряжения короткого замыкания (опыт короткого замыкания); испытание герметичности бака и электрической прочности изоляции.

Результаты всех испытаний заносят в протоколы, в которых указывают также приборы и методы, применяющиеся при испытаниях. Эти данные необходимы для сопоставления полученных результатов с результатами предыдущих испытаний, проведенных в различное время до настоящего ремонта трансформатора. Испытания выпускаемых из ремонта трансформаторов должны выполняться по всей программе и в объеме, предусмотренном действующими правилами и нормами.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Абаканского гидроузла на реке Абакан, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 2225 и 2663 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 141 МВт и среднемноголетняя выработка 673 млн. Квт\*ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 27,10 м;
- расчетный – 20,8 м;
- минимальный – 18,45 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30Б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ30а-В-5300.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-840/130-52 У1 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединения (4 единичных блока, 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – "две рабочие и обходная системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы

ТД– 63000/110; трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ- 1000/10,5; для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 120/19 (один провод в фазе).

В качестве генераторного выключателя, принят вакуумный выключатель ВГГ фирмы «Высоковольтный союз».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая – грунтовая каменно-набросная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 34 м;

- станционная бетонная плотина – 82 м;
- глухая левобережная – 62 м;
- грунтовая правобережная плотина – 212 м.

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

- ширина подошвы – 28 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 464 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 14 м;
- отметка гребня – 500 м;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,374 основного сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Абаканского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 6,4 года;
- себестоимость – 0,15 руб./кВт
- удельные капиталовложения – 119950тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Абаканского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2015-2016 гг // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
5. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс] : feder. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : feder. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
12. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
13. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

14. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
15. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
16. Параметры электрооборудования и режимы работы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстыхина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 180 с.
17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
18. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
19. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
20. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 6 с.
22. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.
23. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
24. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
26. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.. - Введ. 01.01.2007. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 59 с.
28. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-kc.ru>.
29. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.
30. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
31. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
39. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041гг.. – Введ. 08.02.2016 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с
40. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб.пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко.- 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. Ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009.- 232с.
41. Научно- исследовательская работа. Сравнение вакуунных выключателей / Д.А. Рябченко, Новосибирский государственный технический университет, 2008. – 9 с.

42. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионова. – 3-е изд. – Энергоатомиздат, 1986. - 464 с.

43. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 368 с.

44. ГОСТ 1516.1 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции // Справочная правовая система «Консультант плюс». 60 с. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

45. Научно-исследовательская работа. Оценка работы вакуумных выключателей / В.П. Кукин, Московский энергетический институт, 2008. – 9 с.

46. Электрические станции и подстанции: Учебник / А.Д. Васильев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 456 с.

47. ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение выше 1000В. Общие технические условия. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

48. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.

49. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

50. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

51. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

52. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

53. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

54. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

55. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

56. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

57. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

58. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

59. ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

60. Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

61. Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

62. — Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

63. Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>



## Окончание приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_r$	$Q_{max}$	$Q_m$	$Q_n$
1978	48	22	14	213	1072	1353	542	447	403	290	282	116	400	1353	141	763
1979	28	41	34	163	1043	934	396	489	400	144	119	66	321	1043	85	652
1980	66	62	51	160	1268	792	614	410	399	200	173	49	354	1268	109	697
1981	60	57	61	376	1398	970	483	682	456	287	274	107	434	1398	175	798

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Час	$P_t^{\text{зим}}$	Энергия	Мощность	Час	$P_t^{\text{лет}}$	Энергия	Мощность
8	3902	0	0	9	3250	0	0
9	3885	17	17	10	3239	11	11
17	3874	39	28	13	3235	19	15
18	3861	77	41	11	3229	36	21
7	3861	79	41	8	3223	60	27
19	3831	226	71	12	3193	210	57
10	3829	242	73	15	3181	283	69
11	3828	247	74	14	3152	484	98
12	3810	394	92	16	3147	528	103
20	3805	433	97	17	3138	601	111
13	3802	468	100	7	3112	868	138
16	3793	571	110	20	3108	906	141
14	3787	632	115	18	3105	949	145
15	3781	720	121	19	3101	1004	149
6	3737	1338	166	21	3100	1015	150
21	3711	1725	191	22	3056	1666	193
22	3632	2978	270	6	3030	2080	219
5	3567	4083	335	23	2992	2740	258
23	3542	4546	360	24	2955	3397	295
24	3499	5365	404	5	2945	3592	305
4	3463	6087	440	1	2917	4158	333
2	3447	6423	456	4	2895	4610	355
3	3426	6878	476	2	2888	4773	362
1	3424	6924	478	3	2875	5063	375

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{cp}$ , МВт	3955	3807	3550	3254	2997	2849	2849	2997	3254	3550	3807	3955
$P_{max}$ , МВт	4223	4059	3777	3451	3169	3005	3005	3169	3451	3777	4059	4223

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{max, \text{м}^3/\text{с}}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1932	1821	1,511	0,511	0,261	0,133
1933	1782	1,478	0,478	0,229	0,110
1934	1756	1,457	0,457	0,209	0,095
1935	1743	1,446	0,446	0,199	0,089
1936	1678	1,392	0,392	0,154	0,060
1937	1678	1,392	0,392	0,154	0,060
1938	1587	1,317	0,317	0,100	0,032
1939	1574	1,306	0,306	0,094	0,029
1940	1522	1,263	0,263	0,069	0,018
1941	1436	1,191	0,191	0,037	0,007
1942	1426	1,183	0,183	0,034	0,006
1943	1398	1,160	0,160	0,026	0,004
1944	1353	1,123	0,123	0,015	0,002
1945	1353	1,123	0,123	0,015	0,002
1946	1343	1,114	0,114	0,013	0,001
1947	1331	1,104	0,104	0,011	0,001
1948	1282	1,064	0,064	0,004	0,000
1949	1268	1,052	0,052	0,003	0,000
1950	1234	1,024	0,024	0,001	0,000
1951	1221	1,013	0,013	0,000	0,000
1952	1212	1,006	0,006	0,000	0,000
1953	1201	0,996	-0,004	0,000	0,000
1954	1201	0,996	-0,004	0,000	0,000
1955	1192	0,989	-0,011	0,000	0,000
1956	1175	0,975	-0,025	0,001	0,000
1957	1163	0,965	-0,035	0,001	0,000
1958	1158	0,961	-0,039	0,002	0,000
1959	1137	0,943	-0,057	0,003	0,000
1960	1111	0,922	-0,078	0,006	0,000
1961	1105	0,917	-0,083	0,007	-0,001
1962	1096	0,909	-0,091	0,008	-0,001
1963	1079	0,895	-0,105	0,011	-0,001
1964	1066	0,884	-0,116	0,013	-0,002
1965	1062	0,881	-0,119	0,014	-0,002
1966	1000	0,830	-0,170	0,029	-0,005
1967	998	0,828	-0,172	0,030	-0,005
1968	994	0,825	-0,175	0,031	-0,005

## Продолжение приложения Б

### Продолжение таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1969	969	0,804	-0,196	0,038	-0,008
1970	965	0,801	-0,199	0,040	-0,008
1971	949	0,787	-0,213	0,045	-0,010
1972	938	0,778	-0,222	0,049	-0,011
1973	938	0,778	-0,222	0,049	-0,011
1974	930	0,772	-0,228	0,052	-0,012
1975	929	0,771	-0,229	0,053	-0,012
1976	922	0,765	-0,235	0,055	-0,013
1977	908	0,753	-0,247	0,061	-0,015
1978	874	0,725	-0,275	0,076	-0,021
1979	845	0,701	-0,299	0,089	-0,027
1980	723	0,600	-0,400	0,160	-0,064
1981	638	0,529	-0,471	0,222	-0,104
	60264	49,999	0,00	2,77	0,31

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	$Q_{ср. год}$	Год	$Q_{ср. межень}$	Год	$Q_{ср. Паводок}$	p, %
1932	380	1932	149	1949	1100	2
1949	559	1939	183	1939	1056	4
1939	547	1972	178	1972	1030	6
1972	533	1981	175	1953	1020	8
1953	522	1949	173	1967	974	10
1967	495	1933	171	1942	964	12
1942	484	1953	167	1956	912	14
1938	467	1938	166	1937	890	16
1956	455	1968	163	1938	887	18
1937	455	1962	161	1974	866	20
1934	448	1961	161	1934	862	22
1974	444	1945	157	1975	799	24
1981	434	1971	156	1981	798	25
1933	425	1934	153	1961	792	27
1961	424	1947	153	1933	780	29
1971	415	1967	152	1971	778	31
1975	412	1966	152	1947	766	33
1962	409	1941	149	1978	763	35
1947	408	1965	149	1952	757	37
1968	406	1970	146	1936	756	39

## Продолжение приложения Б

### Продолжение таблицы Б.2

Год	$Q_{ср. год}$	Год	$Q_{ср. межень}$	Год	$Q_{ср. Паводок}$	p, %
1978	400	1937	143	1962	755	41
1976	393	1976	143	1969	751	43
1970	393	1950	142	1968	746	45
1952	390	1974	142	1960	744	47
1969	384	1948	141	1976	744	49
1936	383	1978	141	1940	743	51
1945	383	1942	141	1970	737	53
1960	383	1943	140	1951	729	55
1940	382	1963	137	1950	709	57
1951	381	1935	136	1963	708	59
1950	378	1958	136	1955	708	61
1963	375	1975	136	1932	704	63
1943	374	1957	134	1943	702	65
1955	371	1951	132	1959	701	67
1941	371	1955	131	1945	699	69
1948	365	1956	128	1980	697	71
1957	362	1952	128	1973	696	73
1935	359	1964	126	1941	681	75
1959	358	1940	125	1954	680	76
1973	357	1960	124	1957	680	78
1980	354	1946	123	1948	679	80
1966	348	1969	122	1935	672	82
1964	347	1977	122	1964	657	84
1954	346	1936	117	1979	652	86
1958	345	1973	115	1958	638	88
1979	321	1944	113	1966	621	90
1977	319	1959	113	1977	596	92
1965	295	1980	109	1944	549	94
1944	295	1954	107	1965	500	96
1946	278	1979	85	1946	494	98

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{быт}, м^3/c$	29	43	36	171	1033	925
$Q_{п}, м^3/c$	0	0	0	0	0	0
$Q_{ф}, м^3/c$	2	2	2	2	2	2
$Q_{и}, м^3/c$	0	0	0	1	1	1
$Q_{л}, м^3/c$	3	3	5	7	0	0
$Q_{ГЭС}, м^3/c$	12	10,3	10,8	47,7	117	90,4

## Продолжение приложения Б

### Продолжение таблицы Б.3

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	464,46	464,70	464,43	466,08	470,72	470,31
$H_{\text{н}}, \text{м}$	29,24	29,00	29,27	27,62	22,98	23,39
$N_6, \text{МВт}$	6037	9336	7106	37660	200176	182385
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	135	135	135	270	270	270
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	466,19	466,19	465,79	467,08	467,08	467,08
$H_{\text{н}}, \text{м}$	27,51	27,51	27,91	26,62	26,62	26,62
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	31417	31417	31873	60801	60801	60801

### Окончание таблицы Б.3

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	392	484	396	151	125	69
$Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0
$Q_{\phi}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{и}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	1	1	1	0	0
$Q_{\text{д}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	3	3
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	21,6	20,5	24,5	32,3	16,3	13,6
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	467,92	468,46	467,95	465,94	465,98	465,14
$H_{\text{н}}, \text{м}$	25,78	25,24	25,75	27,76	27,72	28,56
$N_6, \text{МВт}$	84619	102739	85598	34807	28125	15535
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	270	270	270	270	135	135
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	467,08	467,08	467,08	467,08	466,19	466,19
$H_{\text{н}}, \text{м}$	26,62	26,62	26,62	26,62	27,51	27,51
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	60801	60801	60801	60801	31417	31417

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

M <sup>(1)</sup>	B <sup>(2)</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /с							V <sub>t</sub> , км <sup>3</sup>		
		Потери				П.Б. <sup>(7)</sup>	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	
		P <sup>(3)</sup>	I <sup>(4)</sup>	Ф <sup>(5)</sup>	L <sup>(6)</sup>					изм.	
10	151	0	0	2	0	151	270	117	268	270	0,30
11	125	0	0	2	3	125	135	28	153	155	0,07
12	69	0	0	2	3	69	135	661	730	732	1,71
1	29	0	1	2	3	29	135	753	782	784	1,95
2	43	0	1	2	3	43	135	130	173	175	0,34
3	36	0	1	2	5	36	135	97	133	135	0,25
4	171	0	2	2	7	171	270	104	275	277	0,27
5	1033	0	1	2	0	1033	270	-765	268	270	-1,98
6	925	0	1	2	0	925	270	-657	268	270	-1,70
7	392	0	1	2	0	392	270	-124	268	270	-0,32
8	484	2	0	2	0	484	270	-216	268	270	-0,56
9	396	2	0	2	0	396	270	-128	268	270	-0,33
											7,61
											7,94

## Продолжение приложения Б

### Окончание таблицы Б.4

M <sup>(1)</sup>	Отметка, м				НБ	H <sub>t</sub> , м	N <sub>t</sub> , МВт			
	ВВ			начальная						
	конечная	средняя								
10	494,00	493,81	493,90	467,08	26,52	61,2				
11	493,81	493,76	493,79	466,46	27,03	35,0				
12	493,76	492,76	493,26	470,63	22,33	137,9				
1	492,76	491,27	492,02	470,86	20,85	138,0				
2	491,27	490,72	490,99	466,71	23,99	35,1				
3	490,72	490,19	490,45	465,79	24,36	27,4				
4	490,19	489,49	489,84	467,14	22,40	52,1				
5	489,49	492,31	490,90	467,08	23,52	53,3				
6	492,31	493,25	492,78	467,08	25,40	57,6				
7	493,25	493,44	493,34	467,08	25,96	58,9				
8	493,44	493,79	493,62	467,08	26,23	59,5				
9	493,79	494,00	493,89	467,08	26,51	60,1				

(1) Месяц сработки-наполнения  
 (2) Бытовой  
 (3) Потребления  
 (4) Испарения  
 (5) Фильтрации  
 (6) Льдообразования  
 (7) Полезный бытовой

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году 1 способ

М	Б	Расход, м <sup>3</sup> /с							V <sub>t</sub> , км <sup>3</sup>		
		Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	
		П	И	Ф	Л						
10	250	0	0	2	0	250	270	117	367	369	0,30
11	125	0	0	2	3	125	135	28	153	155	0,07
12	100	0	0	2	3	100	135	630	730	732	1,63
1	75	0	1	2	3	75	135	700	775	777	1,81
2	75	0	1	2	3	75	135	94	169	171	0,24
3	73	0	1	2	5	73	135	140	213	215	0,36
4	240	0	2	2	7	240	270	181	421	423	0,47
5	1036	0	1	2	0	1036	270	-764	272	274	-1,98
6	1197	0	1	2	0	1197	270	-660	537	539	-1,71
7	426	0	1	2	0	426	270	-120	306	308	-0,31
8	516	2	0	2	0	516	270	-220	296	298	-0,57
9	437	2	0	2	0	437	270	-126	311	313	-0,33

## Продолжение приложения Б

### Окончание таблицы Б.5

M	Отметка, м				НБ	$H_t$ , м	$N_t$ , МВт	W, млн. кВт·ч				
	ВБ			нач.								
	кон.	ср.										
10	494,00	493,81	493,90		467,80	25,80	81,5	61				
11	493,81	493,76	493,79		466,46	27,03	35,0	25				
12	493,76	492,80	493,28		470,63	22,35	138,0	103				
1	492,80	491,55	492,18		470,83	21,05	138,0	103				
2	491,55	491,23	491,39		466,66	24,44	34,9	23				
3	491,23	490,62	490,93		466,61	24,02	43,3	32				
4	490,62	489,49	490,05		468,14	21,62	77,0	55				
5	489,49	492,31	490,90		467,11	23,49	54,0	40				
6	492,31	493,25	492,78		468,75	23,73	107,8	78				
7	493,25	493,44	493,34		467,38	25,67	66,4	49				
8	493,44	493,79	493,62		467,30	26,01	65,1	48				
9	493,79	494,00	493,89		467,41	26,18	68,9	50				
								668				

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году  
2 способ

M	Б	Расход, м <sup>3</sup> /с								$V_t$ , км <sup>3</sup>			
		Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС				
		П	И	Ф	Л				изм.	нач.	кон.		
10	250	0	0	2	0	250	270	117	367	369	0,30	7,94	7,64
11	125	0	0	2	3	125	135	28	153	155	0,07	7,64	7,56
12	100	0	0	2	3	100	135	630	730	732	1,63	7,56	5,93
1	75	0	1	2	3	75	135	700	775	777	1,81	5,93	4,12
2	75	0	1	2	3	75	135	94	169	171	0,24	4,12	3,87
3	73	0	1	2	5	73	135	140	213	215	0,36	3,87	3,51
4	240	0	2	2	7	240	270	181	421	423	0,47	3,51	3,04
5	1036	0	1	2	0	1036	270	-768	268	270	-1,99	3,04	5,03
6	1197	0	1	2	0	1197	270	-929	268	270	-2,41	5,03	7,44
7	426	0	1	2	0	426	270	-70	356	358	-0,18	7,44	7,62
8	516	2	0	2	0	516	270	-110	406	408	-0,29	7,62	7,91
9	437	2	0	2	0	437	270	-13	424	426	-0,03	7,91	7,94

## Окончание приложения Б

### Окончание таблицы Б.6

M	Отметка, м			НБ	$H_t$ , м	$N_t$ , МВт	W, млн. кВт·ч				
	ВБ										
	нач.	кон.	ср.								
10	494,00	493,81	493,90	467,80	25,80	81,5	61				
11	493,81	493,76	493,79	466,46	27,03	35,0	25				
12	493,76	492,80	493,28	470,63	22,35	138,0	103				
1	492,80	491,55	492,18	470,83	21,05	138,0	103				
2	491,55	491,23	491,39	466,66	24,44	34,9	23				
3	491,23	490,62	490,93	466,61	24,02	43,3	32				
4	490,62	489,49	490,05	468,14	21,62	77,0	55				
5	489,49	492,32	490,90	467,08	23,52	53,3	40				
6	492,32	493,68	493,00	467,08	25,62	58,1	42				
7	493,68	493,80	493,74	467,73	25,71	77,4	58				
8	493,80	493,98	493,89	468,05	25,54	87,7	65				
9	493,98	494,00	493,99	468,15	25,53	91,6	66				
							673				

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ30а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
$D_1$ , м	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60	6,00	6,30	6,70	7,10
$\eta_T$ , о.е.	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930	0,93
$N'_a$ , МВт	29989	33431	37061	41664	46538	53458	58963	66725	74968
$z'_a$	4,70	4,22	3,80	3,38	3,03	2,64	2,39	2,11	1,88
$z_a$	6,00	5,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00
$N_a$ , МВт	23500	28200	35250	35250	35250	47000	47000	47000	70500
$\Delta$ , о.е.	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	1,049	1,049	1,050	1,05
$n_c, \text{об/с}$	130,61	123,77	117,61	110,98	105,07	98,09	93,44	87,89	82,96
$n_c, \text{об/с}$	136,40	125,00	125,00	115,40	107,10	100,00	93,80	88,20	83,20
$n'_{I\max}, \text{об/с}$	139,71	135,11	142,19	139,11	136,37	136,39	134,30	134,26	134,18
$n'_{I\min}, \text{об/с}$	131,58	127,25	133,92	131,01	128,44	128,45	126,48	126,45	126,37
$n'_{I\min}, \text{об/с}$	115,28	111,48	117,32	114,78	112,52	112,53	110,81	110,78	110,71
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\min}$	1,286	1,385	1,562	1,390	1,245	1,446	1,312	1,160	1,549
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\max}$	0,864	0,931	1,050	0,935	0,837	0,973	0,882	0,780	1,042
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\min}$	1,517	1,362	1,229	1,093	0,979	0,852	0,773	0,683	0,608
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\max}$	1,252	1,123	1,014	0,902	0,808	0,703	0,638	0,564	0,502

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ30б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
$D_1$ , м	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60	6,00	6,30	6,70	7,10
$\eta_T$ , о.е.	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925	0,926	0,926	0,93
$N'_a$ , МВт	30683	34207	37923	42637	47628	54714	60352	68302	76745
$z'_a$	4,60	4,12	3,72	3,31	2,96	2,58	2,34	2,06	1,84
$z_a$	6,00	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
$N_a$ , МВт	23500	28200	35250	35250	47000	47000	47000	47000	70500
$\Delta$ , о.е.	1,036	1,037	1,037	1,038	1,039	1,039	1,040	1,041	1,04
$n_c, \text{об/с}$	134,12	127,10	120,78	113,98	107,90	100,75	95,97	90,27	85,21
$n_c, \text{об/с}$	136,40	136,40	125,00	115,40	115,40	107,10	100,00	90,90	85,70
$n'_{I\max}, \text{об/с}$	140,37	148,13	142,85	139,75	147,62	146,74	143,82	138,99	138,83
$n'_{I\min}, \text{об/с}$	132,21	139,51	134,54	131,62	139,03	138,20	135,46	130,91	130,75
$n'_{I\min}, \text{об/с}$	115,82	122,22	117,87	115,31	121,80	121,08	118,67	114,69	114,55
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\min}$	1,286	1,385	1,562	1,390	1,660	1,446	1,312	1,160	1,55
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\max}$	0,864	0,931	1,050	0,935	1,116	0,973	0,882	0,780	1,04
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\min}$	1,525	1,368	1,234	1,098	0,983	0,856	0,777	0,686	0,61
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\max}$	1,258	1,129	1,018	0,906	0,811	0,707	0,641	0,566	0,50

Окончание приложения В

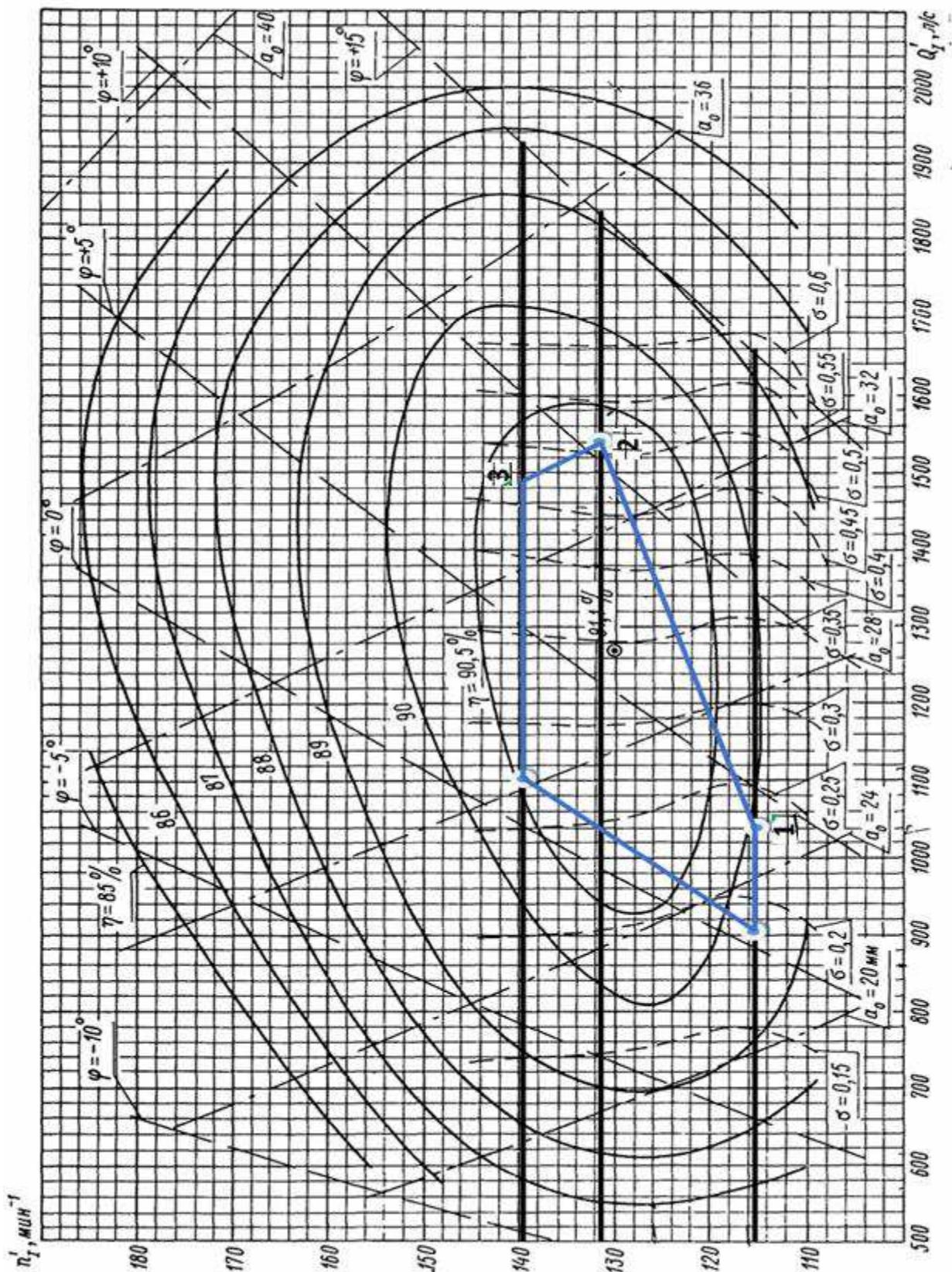


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛЗ06-В-530

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,30 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,9 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,08 \cdot I_H$ 0,37 A
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,69 A
		OTC I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,73 \cdot I_H$ 3,4 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,9 A
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,06 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}$ 5,63 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,12 1 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,54 4,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P\text{ СИГН.}}$	$1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 1,98 A
		ПО	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 1,23 A
		Отсечка	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 4,1 A

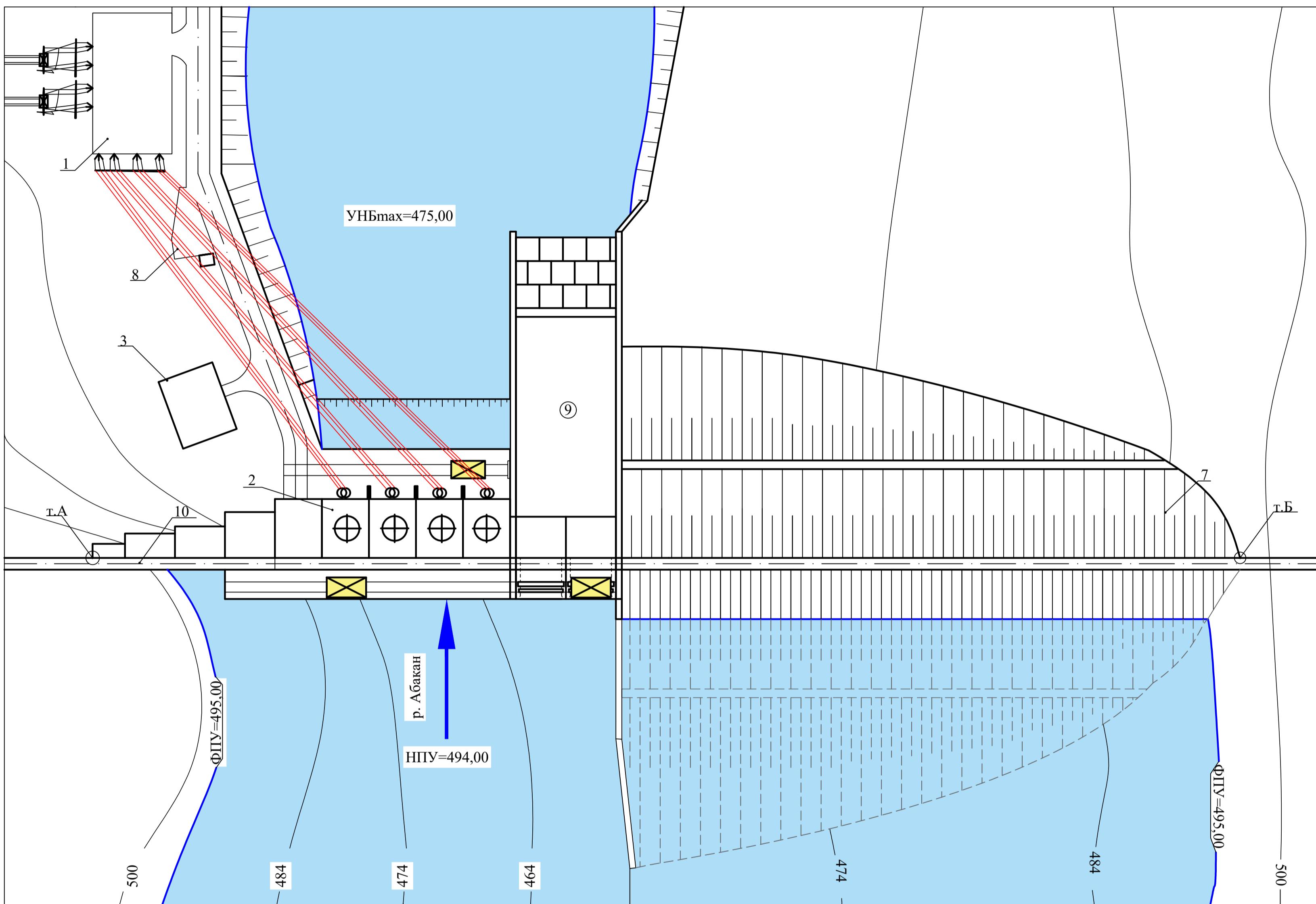
## Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

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

# Генеральный план

1:1000



## Условные обозначения:

- гидроагрегат
- опора ВЛЭП
- диорит

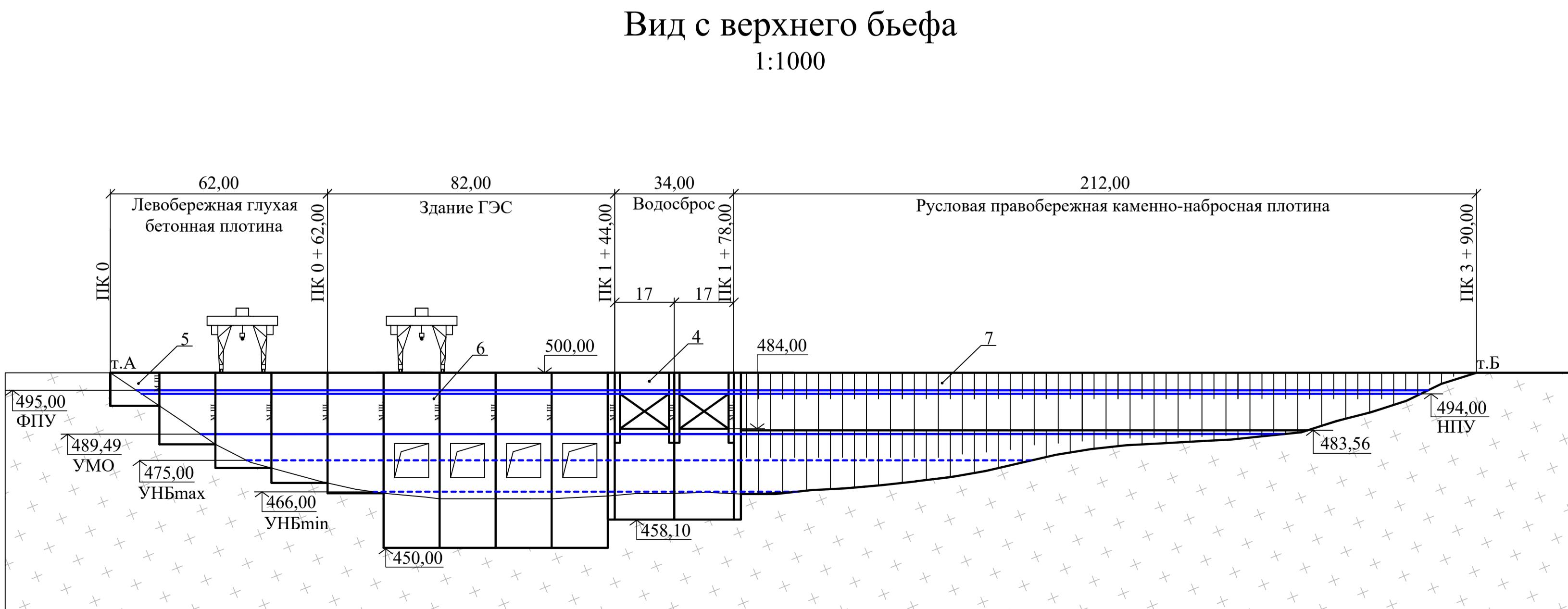
## Экспликация сооружений

Позиция	Наименование
1	ОРУ-110 кВ
2	Машинный зал
3	Здание административно - технического персонала
4	Бетонная водосливная плотина
5	Левобережная глухая бетонная плотина
6	Русловое здание ГЭС
7	Правобережная каменно-набросная плотина
8	Автостоянка
9	Водобойный колодец
10	Дорога А/Б

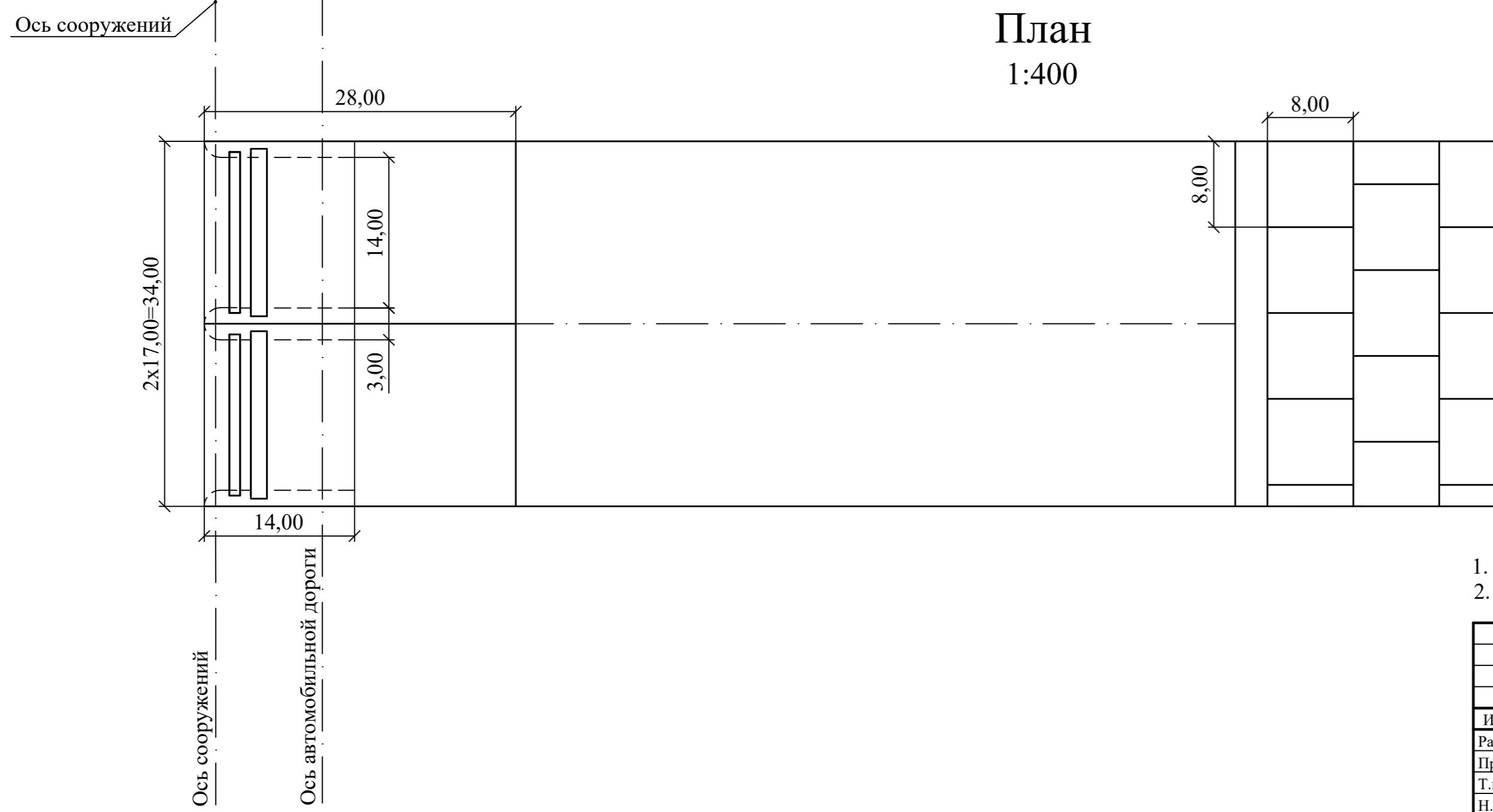
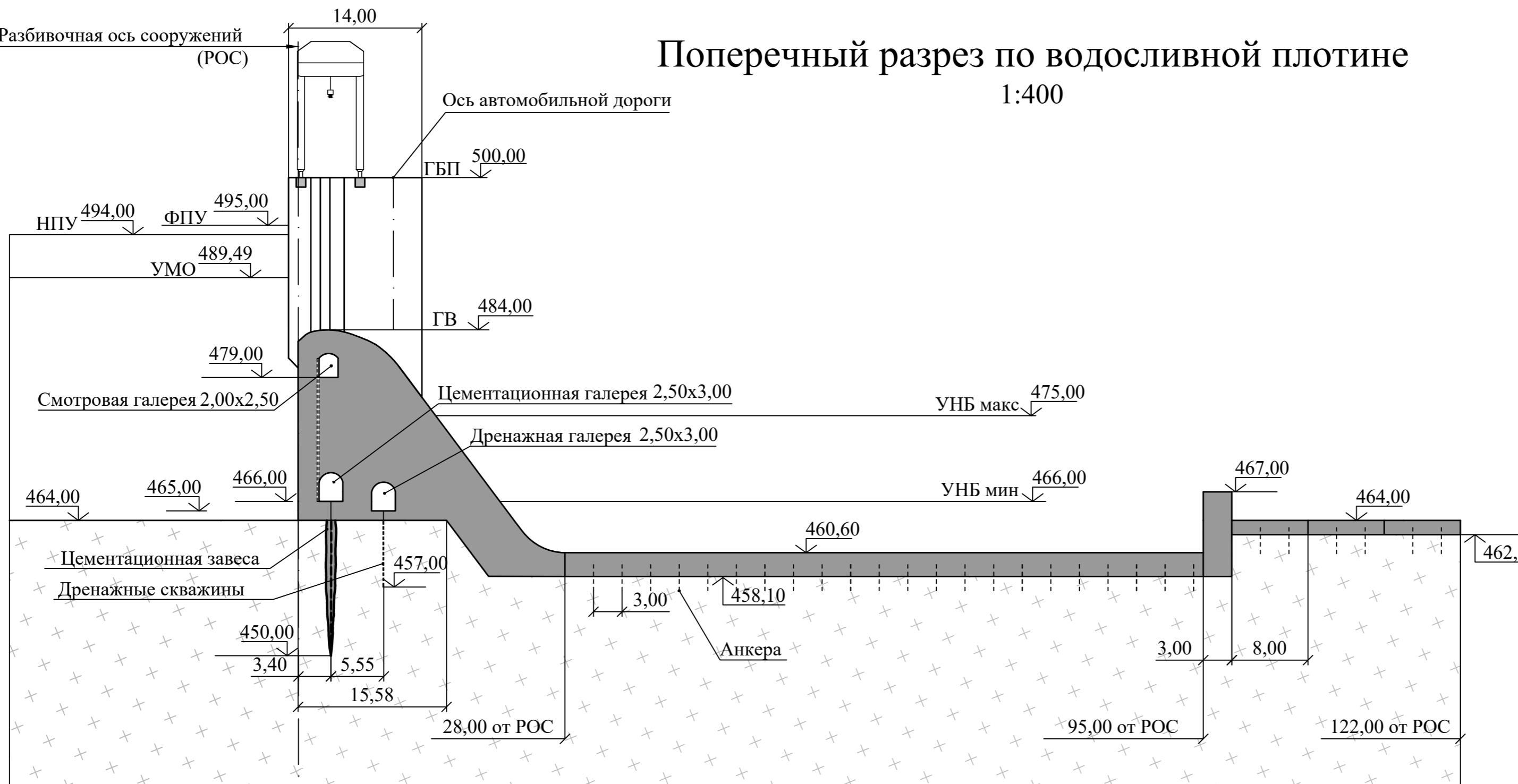
## Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	BKP-13.03.02-541311265 ГП	Генплан. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта	
2	BKP-13.03.02-541311265 ГР1	Здание ГЭС. Разрез по оси агрегатов. Основные характеристики гидроагрегатов	
3	BKP-13.03.02-541311265 ГР2	Водосливная плотина. Разрез по оси секции. План	
4	BKP-13.03.02-541311265 ЭС	Главная схема электрических соединений	
5	BKP-13.03.02-541311265 РР	Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину	
6	ДП-13.03.02-541311265 ПЗ	Пояснительная записка	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.



BKP - 13.03.02 - 541311265 - ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм. Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата
Разраб.	Чупров		
Провер.	Лебягина		
Т.контр.	Погонячченко		
И.контр.	Полежаева		
Утв.	Татарников		
Проектирование Абаканской ГЭС на р. Абакан			Стадия
			1
Генплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта			Лист
			1
			Листов
			1
			ГГЭС, 2017



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Чупров				
Провер.	Лыбина				
Т.контр.	Погоняченко				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				

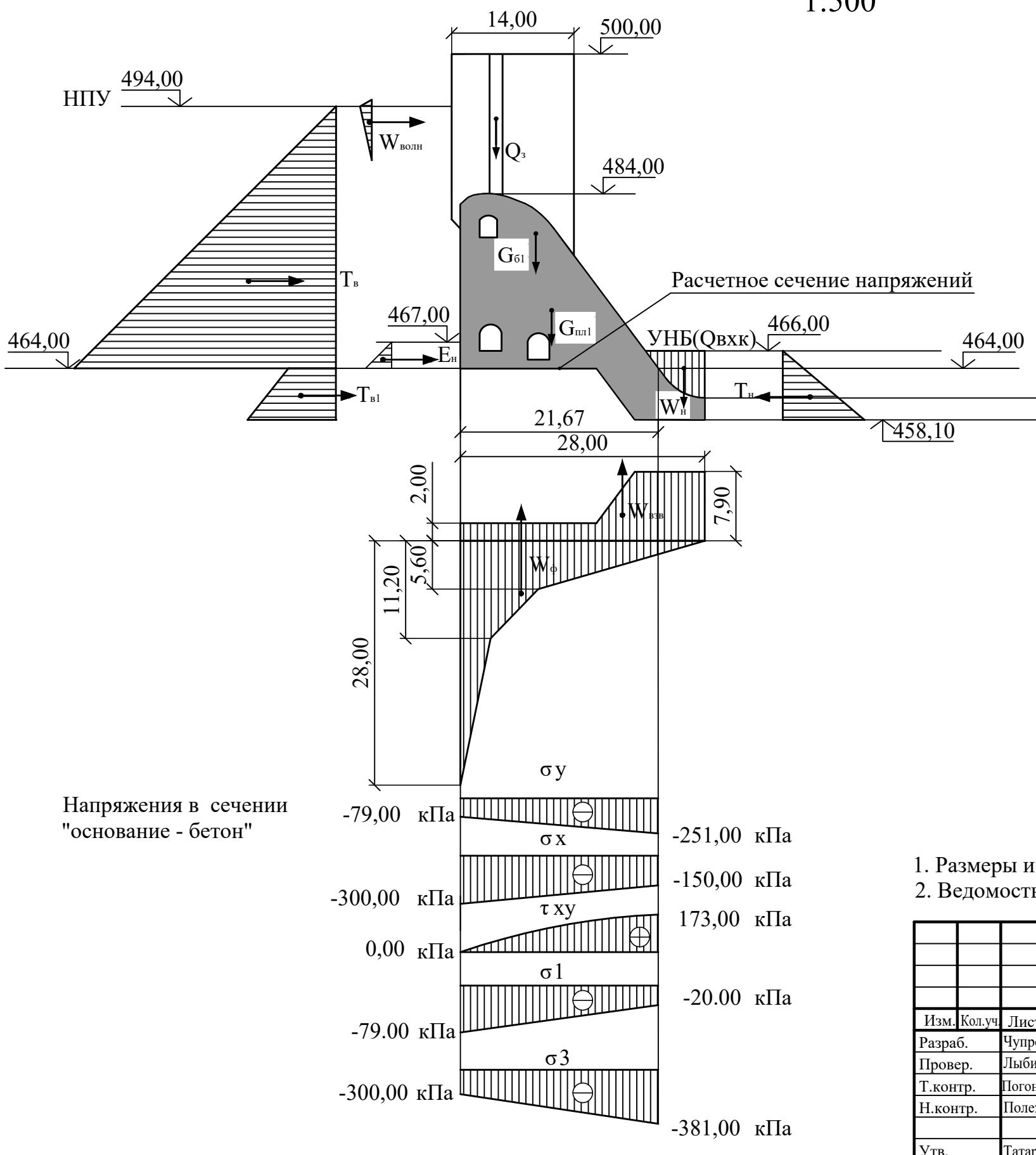
Проектирование Абаканской ГЭС на р. Абакан

Водосливная плотина. Разрез по оси секции. План

ГГЭС, 2017

# Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину

1:500



## Нагрузки:

Гпл1 - вес водосливной плотины;  
 Гб1 - вес бычка;  
 Т<sub>в</sub> и Т<sub>в1</sub> - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
 ТН - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
 W<sub>ф</sub> - фильтрационное давление воды;  
 W<sub>взв</sub> - взвешивающее давление воды;  
 Q<sub>з</sub> - вес затворов;  
 W<sub>волн</sub> - волновое воздействие;  
 W<sub>н</sub> - пригруз воды в нижнем бьефе;  
 Е<sub>н</sub> - давление наносов.

## Напряжения:

σ<sub>у</sub> - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;  
 σ<sub>х</sub> - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;  
 τ<sub>ху</sub> - касательные напряжения;  
 σ<sub>1,σ3</sub> - главные напряжения.

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ГП.

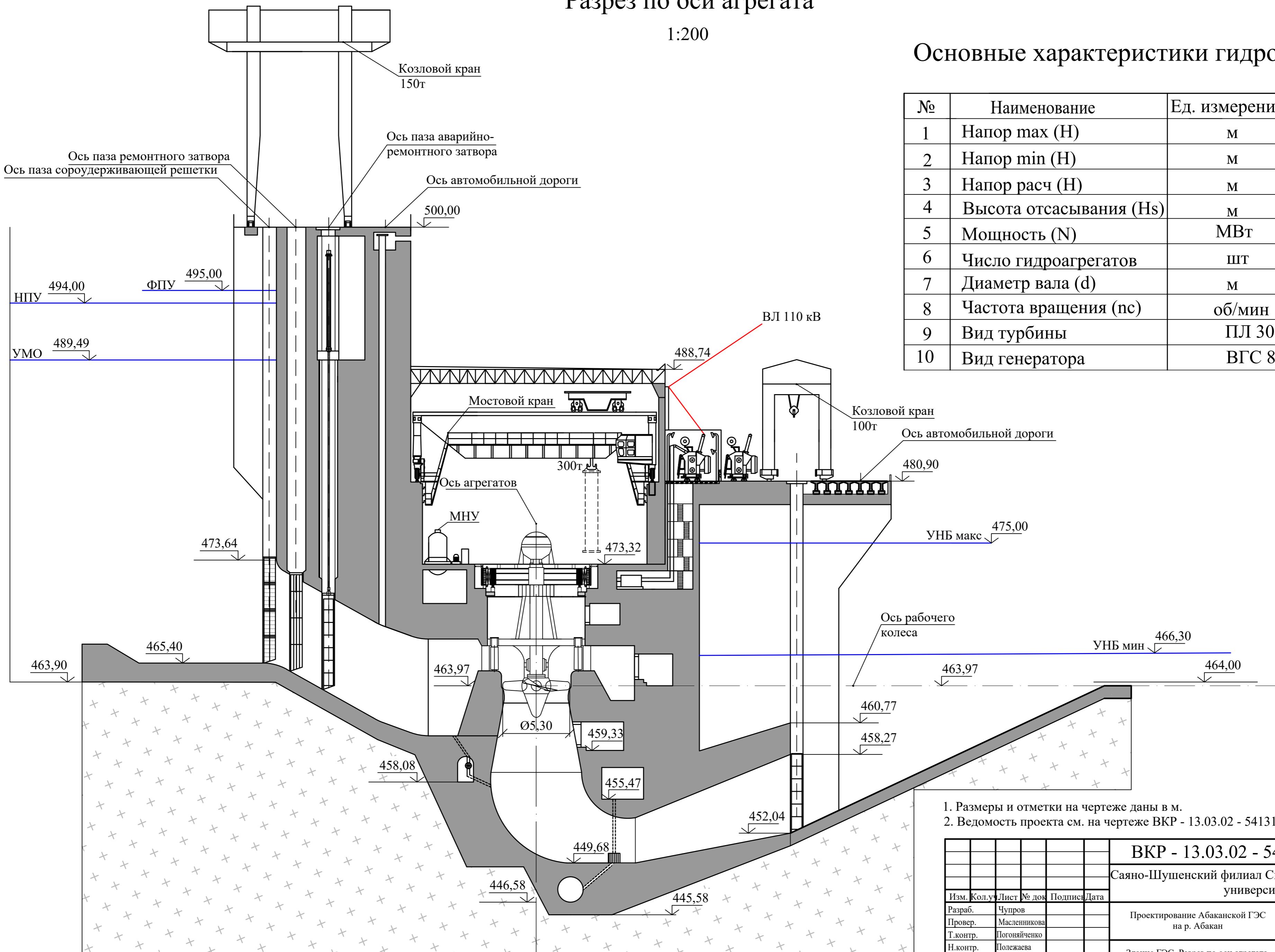
ВКР - 13.03.02 - 541311265 - РР				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись Дата
Разраб.	Чупров			
Провер.	Лыбина			
Т.контр.	Погоняченко			
Н.контр.	Полежаева			
Утв.	Татарников			
Проектирование Абаканской ГЭС на р. Абакан			Стадия	Лист
				1
Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину			ГГЭС, 2017	

# Разрез по оси агрегата

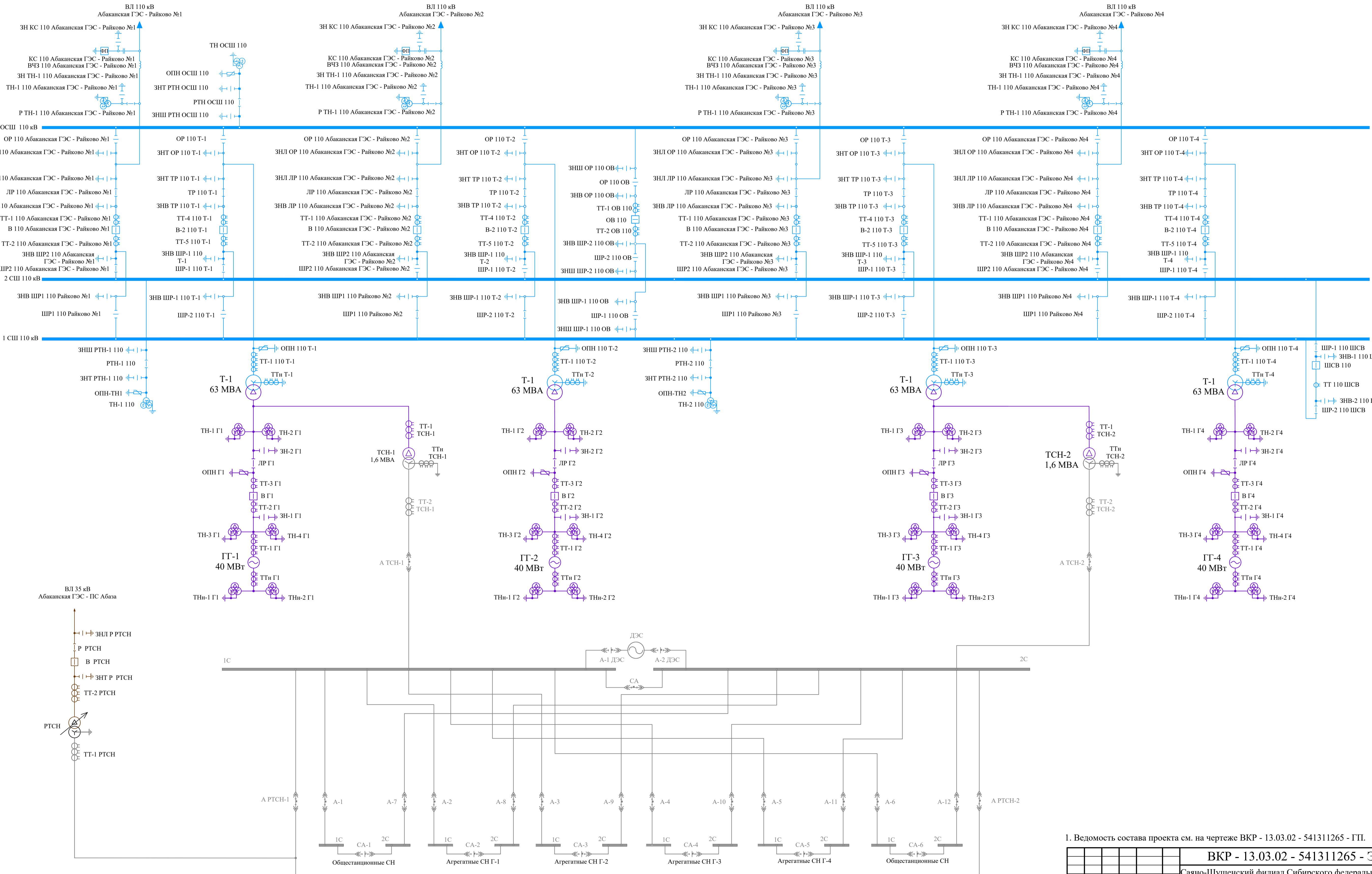
1:200

## Основные характеристики гидроагрегатов

№	Наименование	Ед. измерения	Показатели
1	Напор max (H)	м	27,1
2	Напор min (H)	м	18,85
3	Напор расч (H)	м	20,8
4	Высота отсасывания (Hs)	м	-2,33
5	Мощность (N)	МВт	40,00
6	Число гидроагрегатов	шт	4
7	Диаметр вала (d)	м	1,0
8	Частота вращения (nс)	об/мин	115,4
9	Вид турбины		ПЛ 30б-В-530
10	Вид генератора		ВГС 840/130-52



ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ГР1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.
Разраб.	Чупров		
Провер.	Масленникова		
Т.контр.	Погоняйченко		
Н.контр.	Полежаева		
Утв.	Татарников		
Проектирование Абаканской ГЭС на р. Абакан			Стадия
			Лист
			Листов
			1
Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов			ГГЭС, 2017



1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 541311265 - ЭС			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колич.	Лист № лок.	Подпись
Разраб.	Чуиров		Дата
Провер.	Погоняченко		
Т.контр.	Погоняченко		
Н.контр.	Полежаева		
Утв.	Татарников		
Проектирование Абаканской ГЭС на р. Абакан			Стадия
			1
			Листов
			1
Главная схема электрических присоединений			ГТЭС, 2017

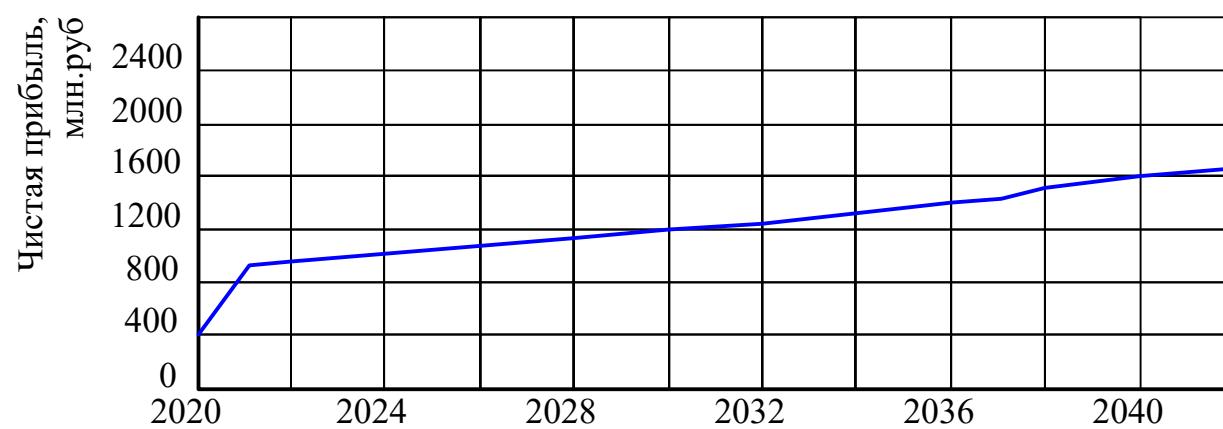
## Основные технико-экономические показатели строительства Абаканской гидроэлектростанции на р.Абакан

Год начала реализации проекта	2017
Ставка дисконтирования	11,6 %
Удельные капиталовложения	119950 руб/кВт
Чистый приведенный доход	4 302,57 млн. руб
Срок окупаемости	6 лет 4 месяцев
Себестоимость электроэнергии	15 коп/кВт·ч
Индекс прибыльности	1,68

Структура текущих затрат по гидроузлу, %

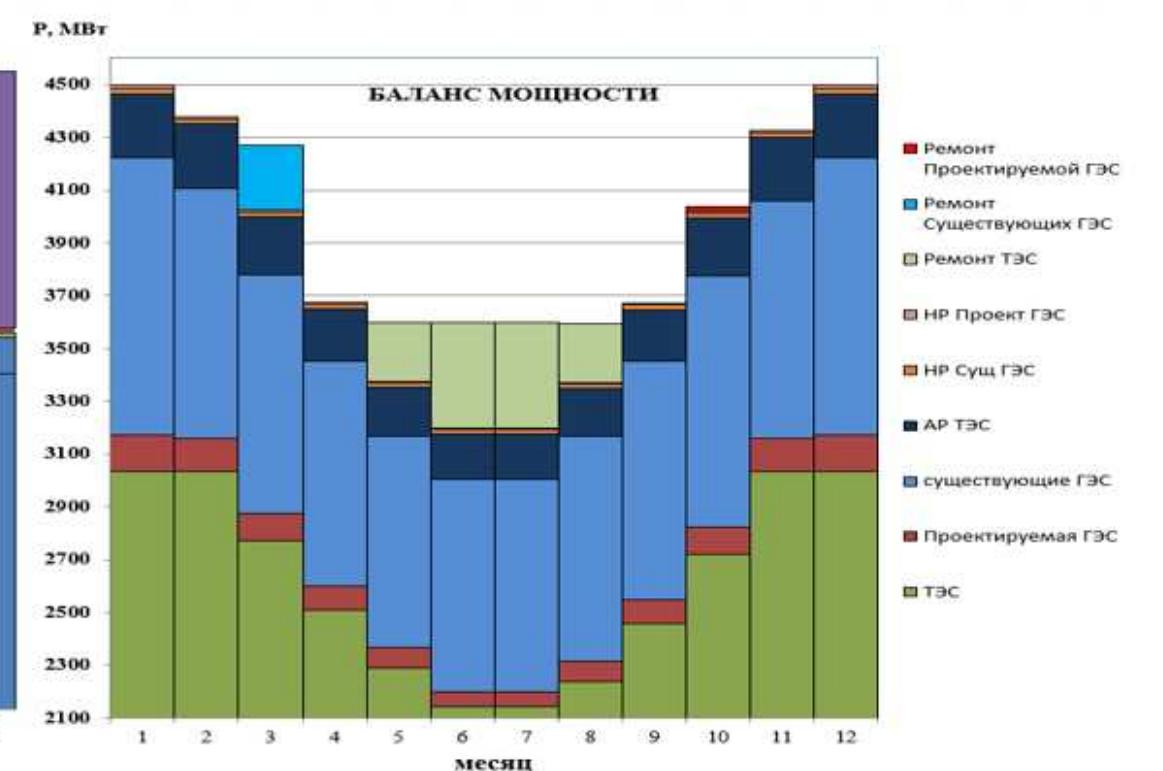
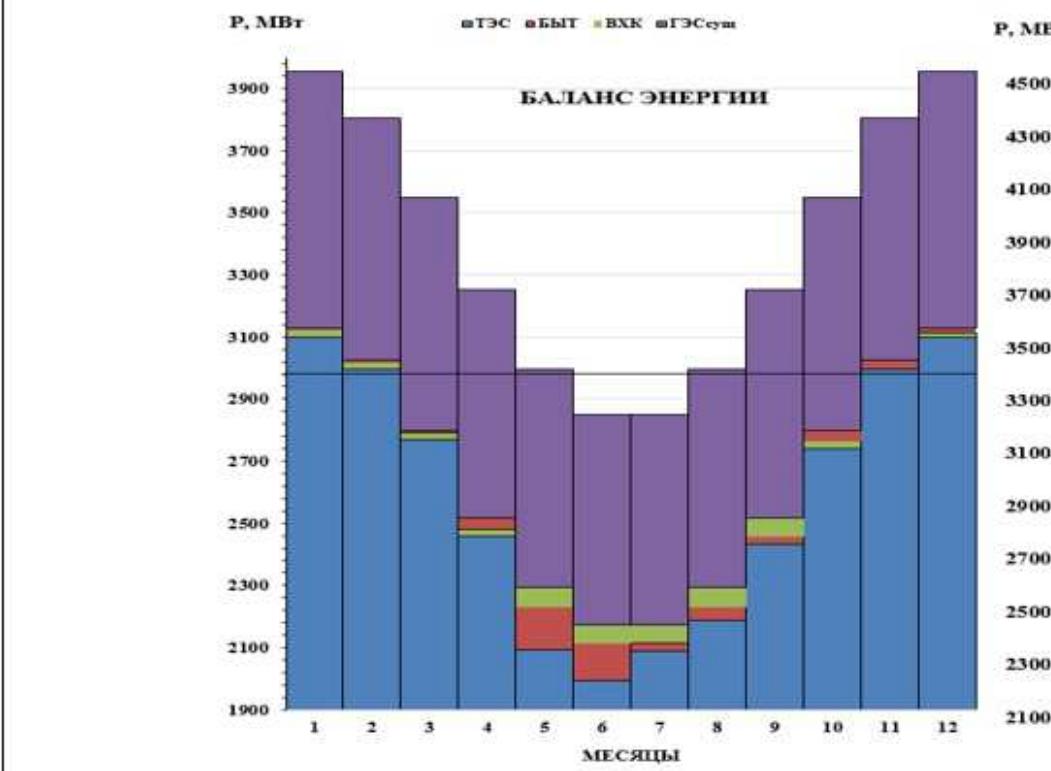
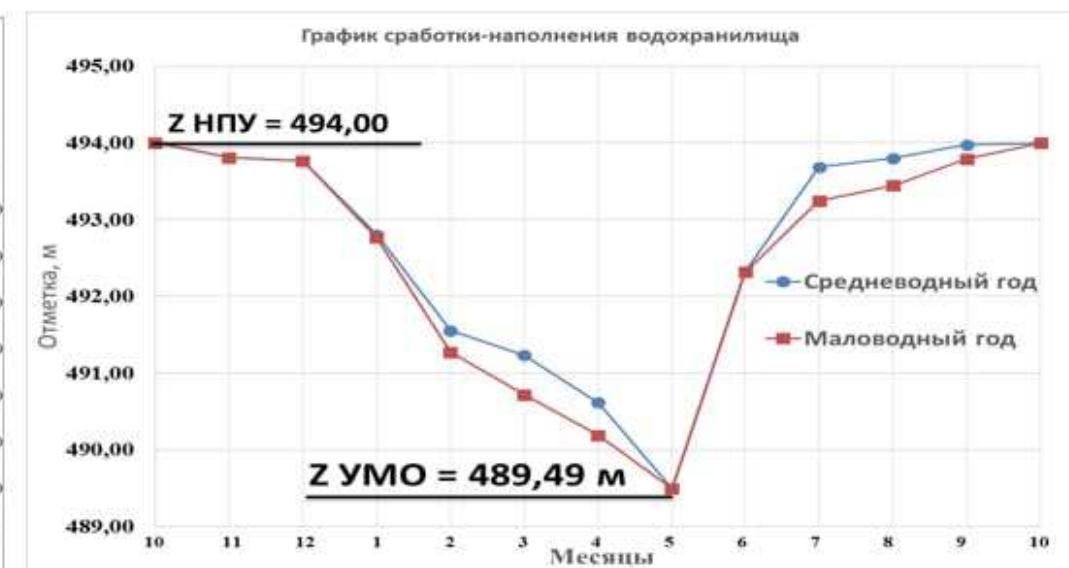
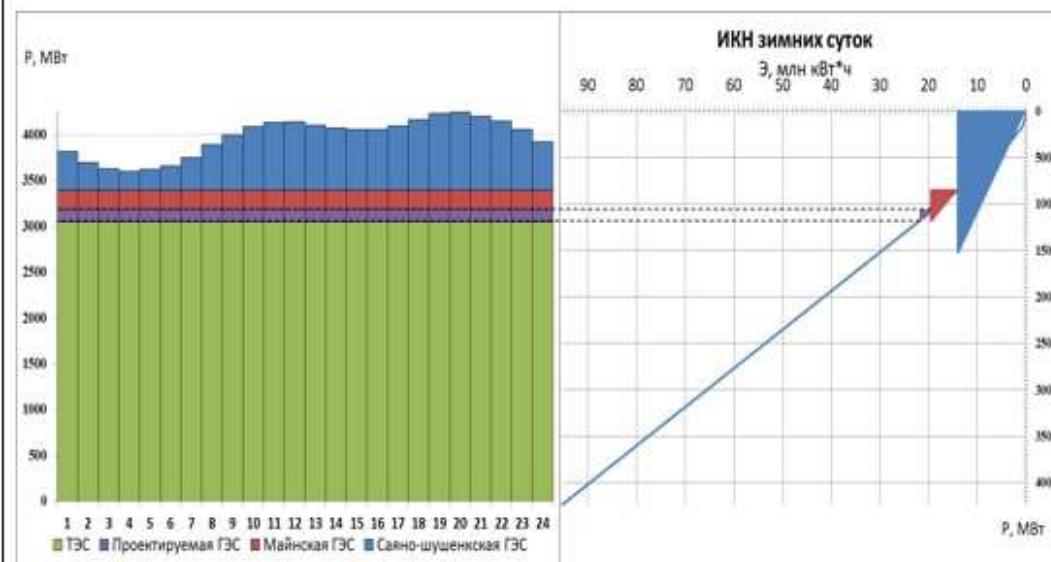


Чистая прибыль по годам



Установленная мощность 141 МВт. Гарантированная мощность станции  
Полезный объем водохранилища 4,9 куб.км

138 МВт. Среднемноголетняя выработка 673 млн.кВт·ч. Отметка УМО 489,49м.





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  
«31 » марта 2017 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

### **ПРОЕКТИРОВАНИЕ АБАКАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АБАКАН. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ**

Руководитель

подпись, дата

Начальник ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожнегого»  
должность

И.Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Н.О. Чупров  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017