



Студенту Полежаевой Анастасии Ивановне.

Группа ГЭ12-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Утверждена приказом по университету № 20 от 9 марта 2016 г.

Руководитель ВКР В. И. Татарников, заведующий кафедрой «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей» Саяно-Шушенского филиала СФУ.

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

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел.

Перечень графического материала: 1) выбор установленной мощности Салаватской ГЭС; 2) поперечный разрез по станционной части Салаватской ГЭС; 3) главная схема Салаватской ГЭС; 4) расчётная схема бетонной водосливной плотины Салаватской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; 5) поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; 6) генеральный план Салаватской ГЭС; 7) основные технико-экономические показатели строительства Салаватской ГЭС; 8) иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР



подпись

В. И. Татарников

Задание принял к исполнению



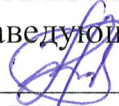
подпись

А. И. Полежаева

« 9 » марта 2016 г.

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

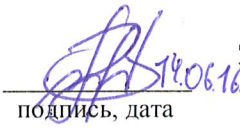
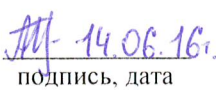
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
\_\_\_\_\_ В. И. Татарников  
подпись инициалы, фамилия  
« 14 » 06 \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САЛАВАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ  
МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель	 подпись, дата	Заведующий кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала <u>СФУ</u> должность	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>А.И. Полежаева</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зид 19.05.16 В.Ю. Затева  
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
Гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

А.В. Мамонтова 13.05.16  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мамонтова 13.05.16  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. Шероков 07.04.2016  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Лобина 23.05.16  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

В.И. Тостарников 14.05.16  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Лапасова 14.05.16  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.А. Чибанов 24.06.16  
подпись, дата инициалы, фамилия



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

## ОТЗЫВ

руководителя Татарникова В.И. заведующего кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел»  
Полежаевой Анастасии Ивановны

Бакалаврская работа «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 146 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 5 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

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

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

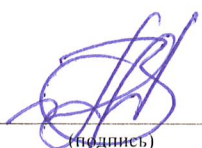
В рамках спецвопроса были изучены схемы маслохозяйства Саяно-Шушенской ГЭС, а также способы контроля и требования к энергетическим маслам.

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

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

Бакалаврская работа «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 14.06.16г.

  
(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ В. И. Татарников  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ САЛАВАТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ МАСЛАМ, СПОСОБЫ  
КОНТРОЛЯ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ. СХЕМЫ  
МАСЛОХОЗЯЙСТВА ГЭС. ПРИМЕНЕНИЕ ИМПОРТНЫХ МАСЕЛ**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Заведующий кафедрой ГГЭЭС  
Саяно-Шушенского филиала  
СФУ  
должность

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.И. Полежаева  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Салаватской ГЭС на реке Белая. Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
Гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Салаватской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	12
1.1.4 Сейсмические условия .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	13
2 Водноэнергетические расчёты.....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Исходные данные.....	14
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов .....	14
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	16
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	17
2.1.5 Определение типа регулирования.....	18
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 .....	22
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	23
2.3 Баланс мощности и энергии.....	23
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Башкортостана .....	23
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Башкортостана .....	23
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	25
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	25
3.1.1 Построение режимного поля .....	25
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ....	27
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	30
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	32
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки .....	34
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	35
3.3 Выбор гидрогенератора.....	35
4 Электрическая часть .....	37
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	37
4.2 Выбор трансформаторов .....	38



4.2.1	Главные повышающие трансформаторы .....	38
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	39
4.3	Распределительное устройство .....	39
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий .....	39
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства .....	41
4.4	Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов .....	42
4.4.1	Составление схемы замещения .....	42
4.4.2	Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного обеспечения RastrKZ .....	45
4.4.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	46
4.5	Выбор электрических аппаратов 110 кВ .....	47
4.6	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении .....	48
5	Релейная защита и автоматика .....	49
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	49
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	50
5.3	Расчет уставок защит генератора .....	50
5.3.1	Продольная дифференциальная защита .....	50
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ) .....	50
5.3.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	55
5.3.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора ( $I_2$ ) .....	55
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ ) .....	58
5.3.6	Дистанционная защита генератора ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ) .....	60
5.3.7	Защита ротора от перегрузки ( $I_p$ ) .....	63
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	65
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	66
6.1	Проектирование бетонной водосливной плотины .....	66
6.1.1	Определение отметки гребня плотины и .....	66
6.2	Гидравлические расчеты .....	68
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	69
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	70
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	72
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	73
6.2.5	Расчет параметров водобоя и водобойного колодца .....	74
6.3	Конструирование плотины .....	75
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	76
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами .....	78
6.3.3	Быки .....	79
6.3.4	Устои .....	79
6.3.5	Галереи в теле плотины .....	79
6.4	Назначение размеров основных элементов плотины .....	79
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура .....	

плотины.....	80
6.4.2 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	81
6.5 Определение основных нагрузок на плотину .....	82
6.5.1 Вес сооружения.....	82
6.5.2 Сила гидростатического давления воды .....	83
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	83
6.5.4 Сила фильтрационного давления .....	84
6.5.5 Давление грунта.....	84
6.5.6 Волновое давление .....	85
6.6 Расчет прочности плотины.....	86
6.6.1 Определение напряжений .....	86
6.6.2 Критерии прочности плотины .....	88
6.7 Расчет устойчивости плотины .....	89
7 Охрана труда. Пожарная безопасность.....	91
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	91
7.2 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Салаватской ГЭС.....	91
7.2.1 Общие положения.....	91
7.2.1 Охрана труда Салаватской ГЭС .....	93
7.3 Пожарная безопасность .....	96
7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	96
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	97
7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	98
7.4 Охрана труда.....	99
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	100
7.4.2 Водоохранная зона.....	102
7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.....	103
7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла.....	104
8 Техничко-экономические показатели .....	105
8.1 Объем продаж.....	105
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	105
8.3 Налоговые расходы.....	107
8.4 Оценка суммы прибыли .....	108
8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта .....	109
8.6 Бюджетная эффективность .....	110
8.7 Коммерческая эффективность .....	110
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта.....	110
9 Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел ..	113
9.1 Требования к энергетическим маслам. Общие требования и свойства ...	113
9.1.1 Турбинные масла .....	113
9.1.2 Трансформаторные масла .....	113
9.2 Способы контроля и восстановление параметров.....	114

9.2.1 Трансформаторное масло.....	114
9.2.1.1 Контроль качества масла при хранении .....	114
9.2.1.2 Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации.....	115
9.2.2 Турбинное масло.....	117
9.2.2.1 Контроль качества масла при хранении .....	117
9.2.2.2 Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации.....	118
9.3 Схемы маслохозяйства ГЭС.....	118
9.4 Применение импортных масел .....	120
Заключение .....	121
Список использованных источников .....	123
Приложение А – Е.....	128-146

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ САЛАВАТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Белая;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Башкортостан;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....437 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 800<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% .....939 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% .....1011 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% .....1111 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный .....200 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ .....35,00 м;  
ФПУ .....36,00 м;  
УМО .....27,93 м
  - в) объемы:  
полный..... 29,07 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 17,50 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....33,2 м;
  - б) расчетный.....21,8 м;
  - в) минимальный.....20,0 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 347 МВт;  
гарантированная ..... 301 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 2,005 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) правобережная глухая..... 176 м / 37,4 м;
  - б) водосливная ..... 36 м / 37,4 м;
  - в) стационарная ..... 124 м / 37,4 м;
  - г) левобережная глухая..... 90 м / 37,4 м;
9. Водобросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и ширина пролетов.....3 отверстия по 10 м;
  - в) общая длина .....36 м;
  - г) максимальная высота .....37,4 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - б) грунты в основании ..... песчаник трещиноватый;
  - в) тип спиральной камеры .....бетонная трапецеидальная;

г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;  
д) расстояние между осями агрегатов ..... 24,5 м;

11. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ40а-В-800;  
б) тип генератора ..... СВ-1436/200-80УХЛ4;  
в) мощность генератора ..... 103,5 МВт;  
г) частота вращения ..... 75 об/мин;  
д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-125000/110;

12. Техничко-экономические показатели:

а) удельные показатели ..... 34126 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии ..... 0,21 руб/кВт·ч;  
в) срок окупаемости ..... 5,5 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных — целыми сутками.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

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**

Белая — река на Южном Урале и в Предуралье; самый крупный приток Камы. Протекает по территории Башкортостана, а также по границе последнего с Татарстаном. Самая длинная река в Башкортостане. Исток находится в болотах к востоку от горы Иремель, расположенной на северо-востоке Башкортостана. Своё начало берет у подножия хребта Аваляк на высоте 744 метров. В верхнем течении берега Белой заболочены. Длина реки - 1430 километров, площадь бассейна — 142000 км<sup>2</sup>.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климат района расположения гидроузла – континентальный, с умеренно теплым или жарким летом и холодной зимой.

Средняя температура января  $-16^{\circ}\text{C}$ , июля  $+17^{\circ}\text{C}$ . Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом -  $+38^{\circ}\text{C}$ , зимой -  $-42^{\circ}\text{C}$ . «Глобальное потепление» оказывает влияние на климат в республике. Проявление потепления заключается в аномальных явлениях, не свойственных климату Республики — это торнадо, убыстрение атмосферных процессов.

В год выпадает 300—600 мм осадков, наблюдается достаточно резкое изменение осадков по территории республики, и их количество при этом зависит в первую очередь от характера атмосферной циркуляции. 60-70 % осадков выпадает в тёплое время года (с апреля по октябрь). На летние месяцы приходится максимум суточного количества осадков 78-86 мм.

На территории Башкортостана дуют арктические, тропические и умеренные воздушные массы. Воздушные массы, приходящие с Атлантики, достигают территории республики в виде сухой, континентальной массы. Зимой бывают азиатские антициклоны. Среднемесячная скорость ветров — 3,4-5,2 м/с.

Сильные ветры со скоростью в 15 м/с и более имеют высокую повторяемость в декабре, январе и марте. В зимние месяцы выпадение снега характерно и при сильных ветрах.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Белая за период 1936-1986 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
0	0	0	0	0	0
7,6	2,45	3,05	440,4	3,05	734
12,7	4,9	4,95	880,8	4,95	1468
16,5	7,35	6,35	1321,2	6,35	2202
19,7	9,8	7,47	1761,6	7,47	2936
22,4	12,25	8,41	2202	8,41	3670
24,8	14,7	9,21	2642,4	9,21	4404
26,9	17,15	9,93	3082,8	9,93	5138
28,8	19,6	10,56	3523,2	10,56	5872
30,6	22,05	11,14	3963,6	11,14	6606
32,2	24,5	11,67	4404	11,67	7340
33,8	26,95	12,16	4844,4	12,16	8074
35,2	29,4	12,61	5284,8	12,61	8808
36,5	31,85	13,03	5725,2	13,03	9542
37,8	34,3	13,43	6165,6	13,43	10276

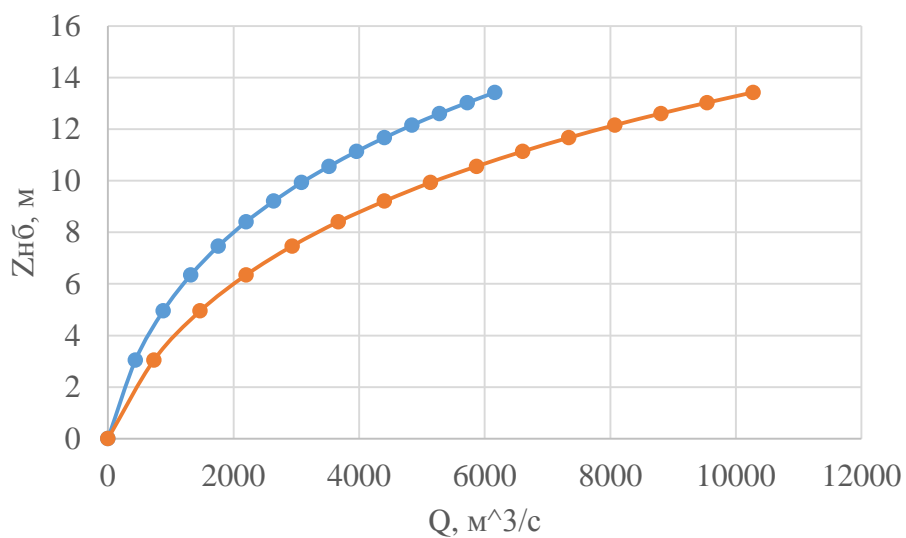


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

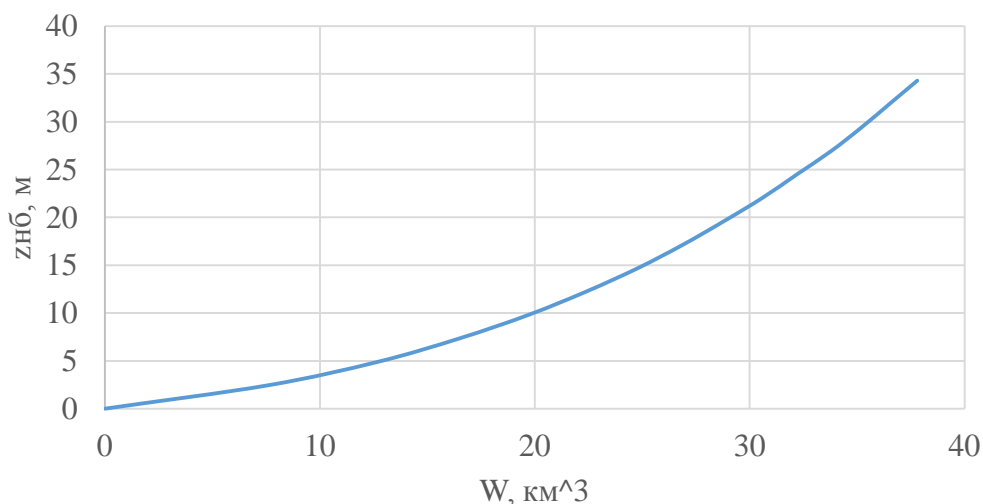


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Салаватской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Белая – скальные породы: песчаник трещиноватый.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Салаватской ГЭС равна 5 баллам шкалы MSK-64. В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1950 по 2015 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений установлено, что на участке Салаватской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Башкортостана, представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
ГРЭС	1831,1	39
ТЭЦ	2852,2	61
Итого	4683,3	100

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Башкортостана

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Кармановская ГРЭС	1831,1
Ново-Салаватская ТЭЦ	735
Уфимская ТЭЦ-2	657
Стерлитамакская ТЭЦ	525
Уфимская ТЭЦ-4	475
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	460

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана ДнепроГЭС в турбинно-генераторной части.



## 2 Водноэнергетические расчеты

### 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 – ОДУ Урала;
- коэффициент мощности:  $k_N = 8,7$ ;
- потери напора в водоподводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,3$ ;
- НПУ Салаватской ГЭС: НПУ = 35 м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Белая за период 36-37/85-86 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	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Испарение	-	-	-	-	5	5	5	5	-	-	-	-
Льдообразование	-5	-4	-2	+6	+11	-	-	-	-	-	-2	-4

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

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются 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:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{0,6}{50}} = 0,107, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,107^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 10,27\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,056}{0,225^3 \cdot 50} = 0,90. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} =$$

$$= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,107^2 + 5 \cdot 0,107^4)}{50}}}{0,90} = 39,9\%. \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) слишком большая. Принимается коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,107 = 0,21. \quad (2.6)$$

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

Заполняется таблица 2.2, используя формулы:

$M_s = C_v \cdot \Phi,$	(2.7)
$k_s = M_s + 1,$	(2.8)
$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s.$	(2.9)

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

p, %	Φ	M <sub>s</sub>	k <sub>s</sub>	Q <sub>s</sub>	Расход
0,01	5,73	0,62	1,62	1111	поверочный
0,1	4,38	0,47	1,47	1011	основной
0,5	3,40	0,37	1,37	939	строительный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируется каждая 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 принимаются равным 90%, среднегодового – 50%.

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

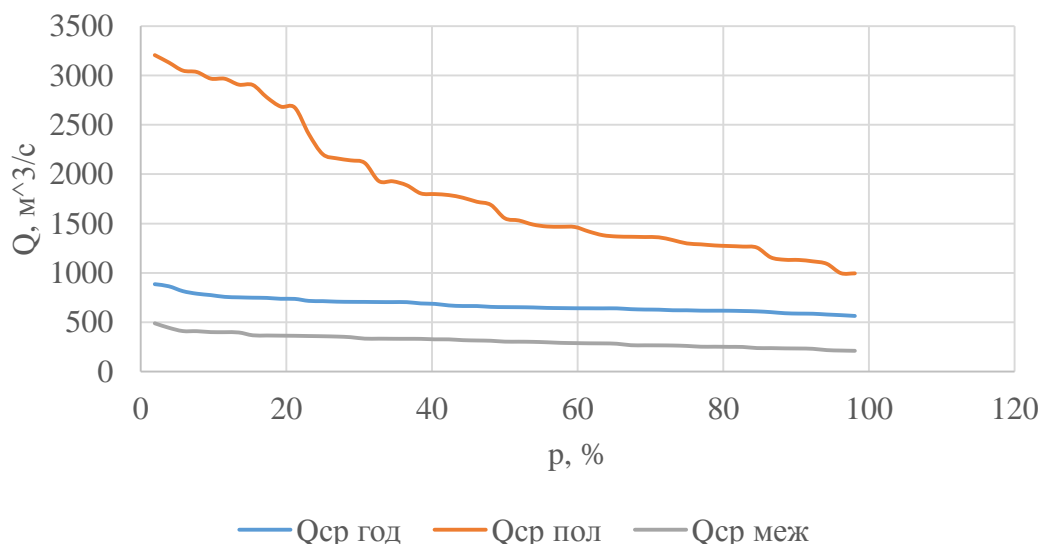


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1985}}{Q_{1949}} = \frac{234}{265} = 0,9, \quad (2.11)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{1949}}{Q_{1949}} = \frac{1553}{1553} = 1, \quad (2.12)$$

В качестве расчётного маловодного года принимается 1949 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_{1986}}{Q_{1969}} = \frac{304}{297} = 1,022 \quad (2.15)$$

$$K_M = \frac{Q_{1949}}{Q_{1969}} = \frac{1366}{1533} = 0,891 \quad (2.16)$$

В качестве расчётного средневодного года принимается 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 м<sup>3</sup>/с

Месяц	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)	
	Исходный	Приведённый	Исходный	Приведенный
1	141	124	185	189
2	112	99	154	157
3	130	115	160	164
4	1750	1881	1130	1285
5	1824	1960	2570	2922
6	290	312	1014	1153
7	1086	1167	750	853
8	341	301	434	444
9	315	278	296	303
10	325	287	469	479
11	384	339	355	363
12	351	309	322	329

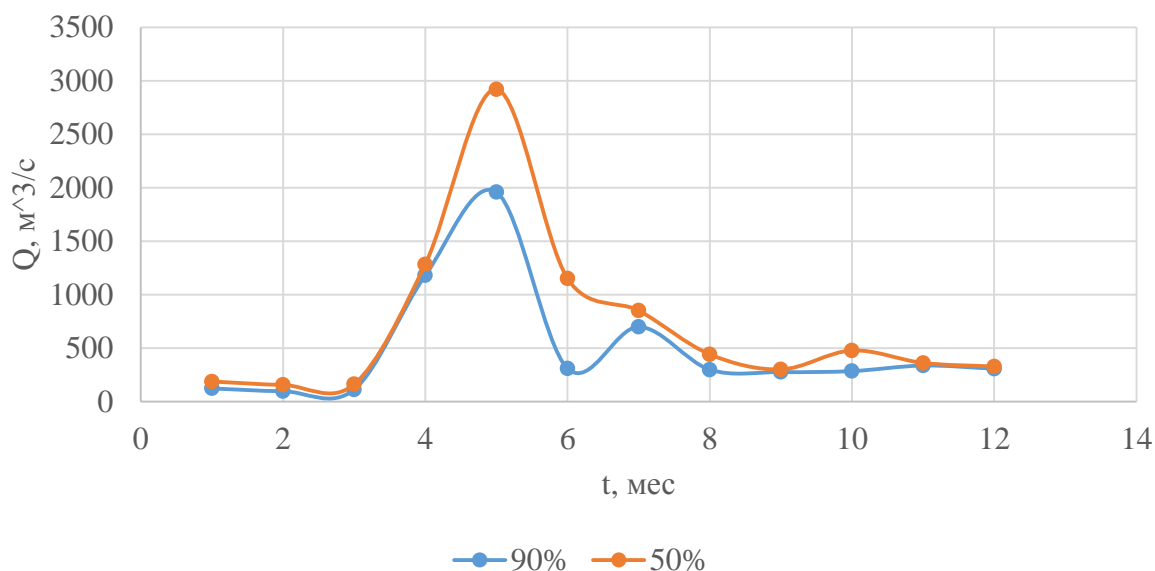


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

По типу графика рисунок 2.2 видно, что гидрограф имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень. Наличие в бассейнах рек этого типа болот, озер, обширных заливаемых пойм оказывает регулирующее влияние на стока.

### 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 35 м, а отметка сухого дна 0 м, тогда:



$$V_{УМО} = 21,7 \text{ м}$$

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

	$V_{НПУ} = 29,1 \text{ км}^3;$	$(2.19)$
	$V_{УМО} = 11,6 \text{ км}^3.$	$(2.20)$

Полезный объём водохранилища:

	$V_{\text{полезный}} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 29,1 - 11,6 = 17,5 \text{ км}^3.$	$(2.21)$
--	--	----------

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

	$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{17,5}{20,6} = 0,78;$	$(2.22)$
--	---	----------

где	$V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.25);	
	$\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).	

Принимается годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

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

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

	$Q_{\text{п}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t;$	$(2.23)$
--	--	----------

где	$t$ – порядковый номер месяца;	
	$Q_{90\%}^t$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);	
	$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение,	

фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

	$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t;$	(2.24)
где	$k_N$ – коэффициент мощности,;	
	$Q^t$ – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.23) 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 принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (октябрь). Под регулированием находятся 6 месяцев. Все остальные месяцы ГЭС выдают мощность равную мощности ВХК.

### 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

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

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 35$  (м) и  $V_n = 29,1$  (км<sup>3</sup>).

Расход через турбины ГЭС определяется по формуле:

	$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t;$	(2.25)
где	$Q_{б}^t$ – по формуле (2.27);	
	$Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.	

Величина  $Q_{вдх}^t$  варьируется для достижения нужной мощности. Причём в период наполнения водохранилища  $Q_{вдх}^t$  имеет знак «минус».

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

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется согласно известному объёму воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимается следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.2), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитывается по формуле:

	$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h;$	(2.26)
--	--	--------

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 определяется по формуле:

	$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t;$	(2.27)
--	----------------------------------	--------

	где $Q^t$ – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.25);	
	$H^t$ – напор на турбине, найденный по формуле (2.26).	

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

	$N_{\text{гар}} = 301 \text{ МВт};$	
--	-------------------------------------	--

–уровень мёртвого объёма

	$V_{\text{УМО}} = 27,93 \text{ м};$	
--	-------------------------------------	--

– полезный объём водохранилища

	$V_{\text{полезный}} = 11,90 \text{ км}^3;$	
--	---	--

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Салаватская ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия пиков нагрузки энергосистемы Башкортостана на плакате «Использование водной энергии».

Так как необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, принимается санитарный расход:

$Q_{\text{сан}} = 200 \text{ МВт.}$	
-------------------------------------	--

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

$N_{\text{выт.раб}} = 317 \text{ МВт.}$	
---	--

С учетом нагрузочного резерва установленная мощность проектируемой станции:

$N_{\text{уст}} = 347 \text{ МВт.}$	
-------------------------------------	--

## 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 водохранилища производится по следующим сценариям:

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

Наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: по уровням наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);
- способ 2: по мощностям в период наполнения в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Из всех способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.4). Принимаем сработку и наполнение по способу 1.

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

Сработка		Наполнение	
Способ 1	Способ 2	Способ 1	Способ 2
1,294	1,293	0,711	0,678

млрд. кВт·ч

Среднегодовая выработка – 2,005 млрд. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Башкортостана

По данным среднемесячных мощностей Салаватской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строится баланс энергий энергосистемы Башкортостана (плакат «Выбор установленной мощности Салаватской ГЭС»).

### 2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Башкортостана

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 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{347}{6} = 58 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.28)$$

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

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{2708}{4} + \frac{2708}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1016 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.29)$$

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

Таблица 2.5 – Баланс мощности энергосистемы Башкортостана в маловодном году

Месяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Pтmax	Nн	Нав	Нраб	Nн	Нр	Нраб	Нав	Nн	Нр
1	3391	85	254	480	8	0	3074	231	77	0
2	3307	83	248	236	6	0	3070	230	77	0
3	3160	79	237	96	2	0	3064	230	77	0
4	2992	75	224	43	1	0	2948	221	74	53
5	2845	71	213	46	1	82	2800	210	70	133
6	2761	69	207	51	1	0	2710	203	68	307
7	2761	69	207	53	1	0	2708	203	68	307
8	2845	71	213	54	1	0	2791	209	70	214
9	2991	75	224	56	1	0	2935	220	73	53
10	3159	79	237	96	2	0	3064	230	77	0
11	3306	83	248	236	6	0	3070	230	77	0
12	3391	85	254	480	8	0	3074	231	77	0

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$z_{нб}(Q_{нб})$  - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

$\Delta h_{вс}$  - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где  $k_N$  - коэффициент мощности ( $k_N = 8,7$ );

- ограничение 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 расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Ннп у	Нум о	Нвб	Н	Q	Н	Q
4000	11,2	23,5	16,4	18,3	33,2	1201,8	15	1518,0
3600	10,7	24,0	16,9	18,8	31,6	1262,6	16,8	1606,5
3200	10,1	24,6	17,5	19,3	30	1329,9	18,6	1690,4
2800	9,5	25,2	18,2	20,0	28,4	1404,9	20,4	1770,3
2400	8,8	25,9	18,9	20,7	26,8	1488,7	22,2	1846,7
2000	8,0	26,7	19,7	21,5	25,2	1583,3	24	1920,1
1600	7,1	27,6	20,5	22,4	23,6	1690,6	25,8	1990,8
1200	6,0	28,7	21,6	23,4	22	1813,6	27,6	2059,1
800	4,7	30,0	23,0	24,8	20,4	1955,8	29,4	2125,2
400	2,8	31,9	24,8	26,7	18,8	2122,2	31,2	2189,3
0	0,0	34,7	27,6	29,4	17,2	2319,7	33	2251,5

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

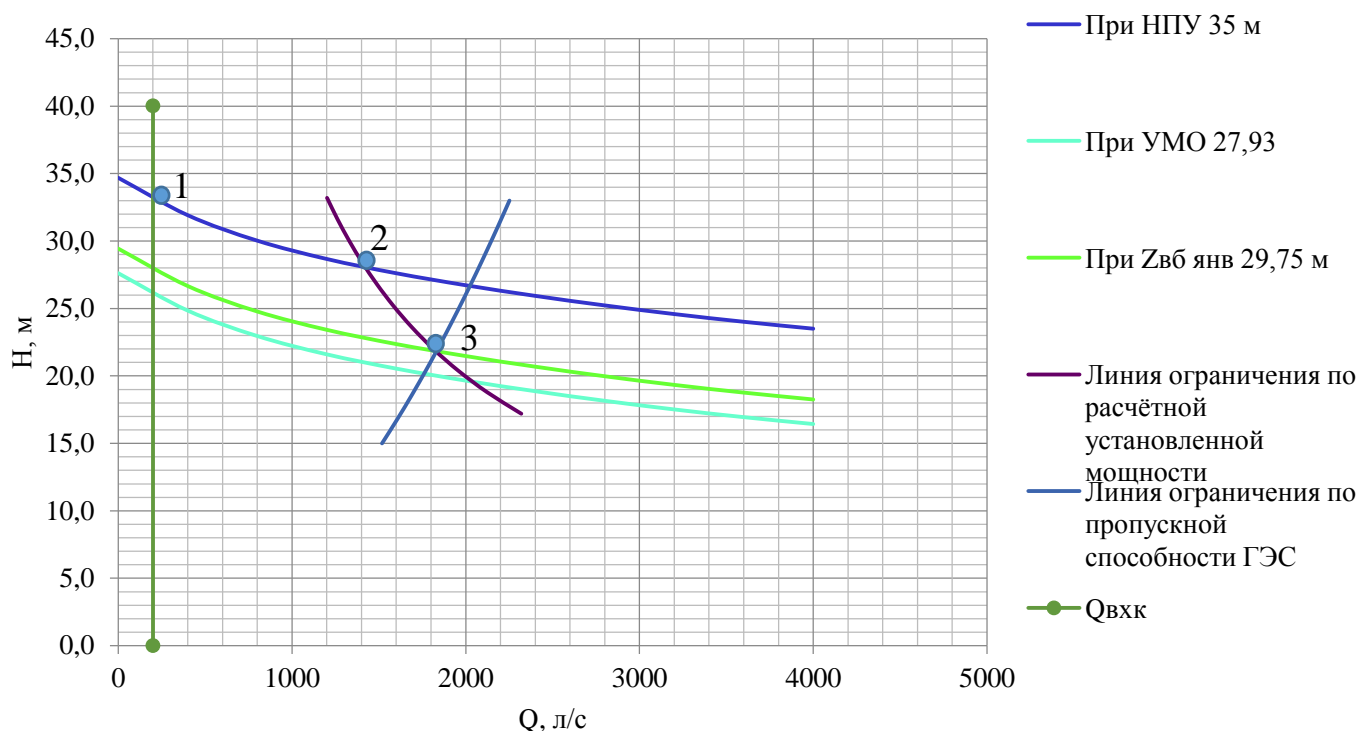


Рисунок 3.1 - Режимное поле Салаватской ГЭС

Из построенного режимного поля были определены:



- максимальный напор  $H_{\max} = 33,2$  (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- максимальный расход  $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 1830$  (м<sup>3</sup>/с). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 21,8$  (м). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{\min} = 20$  (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{20}{40} = 0,5$  должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

### 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.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 40а-В и ПЛ 40б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1690	1620
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1\max}$	0,65	0,65

Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}$ , м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_M$ , м	4	4
Коэффициент вязкости	$v_{\text{мод}}$	1,51	1,51

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

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (таблица 3.2);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для поворотно-лопастных гидротурбин  $\varepsilon = 0,75$ ).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,97$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где  $N_{ГЭС}^{уст} = 347$  МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов  $Z'_a$  округляется в большую сторону  $Z_a$ . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

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

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

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

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{cp}}}. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики (рисунок В.1 приложения В).

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь не учитываются те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из рассмотрения удаляются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, указанные в таблицах В.1-В.2 приложения В, была выбрана турбина ПЛ40а-В с диаметром рабочего колеса  $D_1=8,0$  м, количество агрегатов принимаем  $Z_a = 4$ , синхронная частота вращения  $n_c = 75$  об/мин.

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

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

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.12)$$

где  $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H.B.}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_S$ . Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при НПУ;

2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{min}$ .

Высота отсасывания:

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

где  $B = 10,33$  м вод. ст. – барометрическое давление;  
 $\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при НПУ

Пересчитывается расход в точке, найденной на режимном поле:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}; \quad (3.14)$$

$$Q = 315,90 \text{ м}^3/\text{с}.$$

В найденной точке определяется  $\sigma = 0,17$ . По кривой связи НБ  $\nabla Z_{НБ}(Q_a) = 2,29$  м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{2,29}{900} - 0,17 \cdot 33,2 - 1,5 = 3,18 \text{ м}.$$

2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$

Рассчитывается аналогично предыдущему пункту  $Q = 469,29 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$\sigma = 0,54;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 3,16 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{3,16}{900} - 0,54 \cdot 21,8 - 1,5 = -2,95 \text{ м}.$$

3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{\text{min}}$

Для этой точки:  $Q = 443,67 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$\sigma = 0,535;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 3,03 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{3,03}{900} - 0,535 \cdot 20 - 1,5 = -1,87 \text{ м}.$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{S1}$ , м	$H_{S2}$ , м	$H_{S3}$ , м
ПЛ40а-В	8,0	4	75	86,75	3,18	-2,95	-1,87

Рассчитывается заглубление рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 2,29 + 3,18 = 5,47 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.2}} = 3,16 - 2,95 = 0,21 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 3,03 - 1,87 = 1,16 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений  $\nabla Z_{\text{Р.К.}}$  принимается минимальное,  $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 0,21 \text{ м}$ .

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

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 1,29 \cdot D_1 = 1,29 \cdot 8 = 10,3 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 8 = 14,3 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 210^\circ. \quad (3.17)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 8 = 23,1 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 8 = 36,4 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 8 = 20 \text{ м.} \quad (3.20)$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера (рисунок 3.2).

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_{\text{с}} + 2 \cdot B_{\text{вк}} + 2 \cdot B_{\text{п}} = 11,3 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 0,5 = 15,3 \text{ м.} \quad (3.21)$$

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

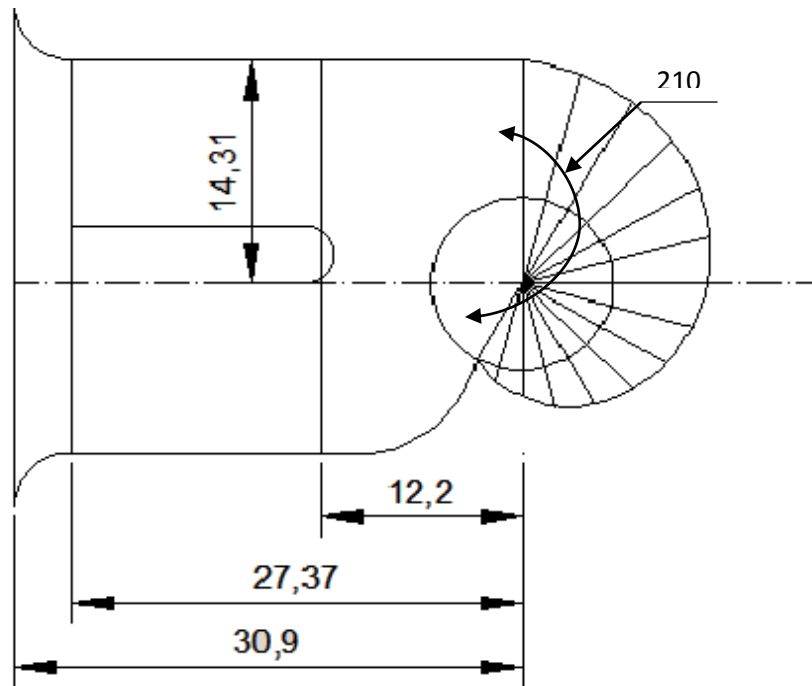


Рисунок 3.2 - Спиральная камера

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.22)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 - 35$  МПа,

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{86750}{75} = 11,27. \quad (3.23)$$

$$D_B^* = \left( \frac{5,1 \cdot 11,27}{30} \right)^{0,33} = 1,24 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,3 \text{ м.}$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{ГЭС} = D_{ш} + 16 = 15,3 + 8 = 23,3 \text{ м,} \quad (3.24)$$

где  $D_{ш}$  – диаметр шахты агрегата из выражения (3.35).

Принимается ширина машинного зала:

$$B_{МЗ} = 24 \text{ м.} \quad (3.25)$$



Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 8 = 24 \text{ м}, \quad (3.26)$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 24 \text{ м}. \quad (3.27)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 24 + 24 = 120 \text{ м}. \quad (3.28)$$

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

$$H'_{\text{мз}} = H_{\text{т}} + H_{\text{н}} + H_{\text{р}} + H_{\text{з}} + H_{\text{г}} + H_{\text{к}} + H_{\text{п}}, \quad (3.29)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 16/2 – 40. Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 16/2-40 вместимостью 16 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа=40 кгс/см<sup>2</sup>.

### 3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

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

### 3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [3] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Был выбран синхронный генератор с водяным охлаждением СВ-1436/200-80.

Параметры гидрогенератора:

– номинальная полная мощность:

$$S_{\text{ном}} = 103,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

– номинальная активная мощность:

$$P_{\text{ном}} = 83 \text{ МВт};$$

– коэффициент мощности:

$$\cos\varphi = 0,85;$$

– номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ В};$$

– номинальная частота вращения:

$$n_{\text{ном}} = 93,8 \text{ об/мин};$$

– угонная частота вращения:

$$n_{\text{уг}} = 189,48 \text{ об/мин};$$

– сверхпереходное продольное сопротивление:

$$x_d'' = 0,28 \text{ о. е};$$

– переходное продольное сопротивление:

$$x_d' = 0,45 \text{ о. е};$$

– продольное сопротивление:

$$x_d = 1,4 \text{ о. е};$$

– сверхпереходное поперечное сопротивление:

$$x_q'' = 0,28 \text{ о. е.};$$

– поперечное сопротивление:

$$x_q = 0,95 \text{ о. е.};$$

– сопротивление токам обратной последовательности:

$$x_2 = 0,284 \text{ о. е.};$$

– сопротивление токам нулевой последовательности:

$$x_0 = 0,098 \text{ о. е.};$$

– номинальный ток возбуждения:

$$I_{f\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

– номинальное напряжение возбуждения:

$$U_{f\text{ном}} = 510 \text{ В};$$

– коэффициент полезного действия:

$$\eta = 98,25\%;$$

– наружный диаметр сердечника статора:

$$D_c = 12,4 \text{ м};$$

– диаметр ротора:

$$D_p = 10,95 \text{ м};$$

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. Надежность и безотказность в работе
2. Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

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

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

В энергосистеме Башкортостана присутствуют подстанции 110 кВ, 35 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Ирныкши» 110 кВ.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с единичными блоками. На генераторном напряжении 15,75 кВ для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Структурная схема Салаватской ГЭС представлена на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН Салаватской ГЭС выполнена с одним напряжением 0,4 кВ.

Проект Салаватской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро» [1].

Согласно стандарту [2] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Салаватской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции «Юрматы» 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Салаватской ГЭС».

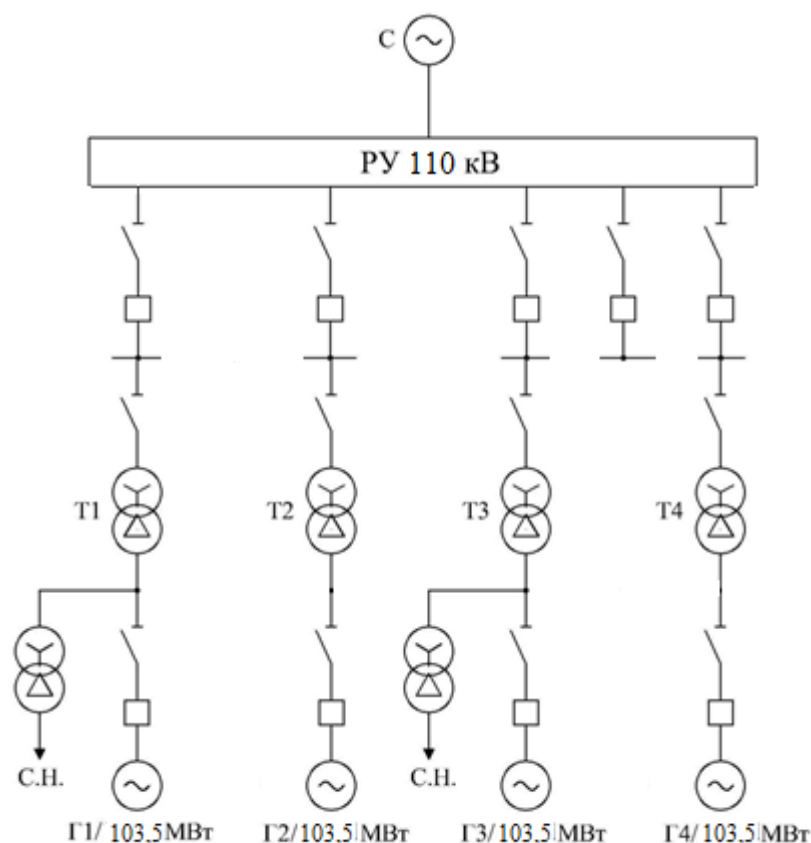


Рисунок 4.1 – Структурная схема Салаватской ГЭС

## 4.2 Выбор трансформаторов

### 4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Гном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{103,5 - 1,035}{0,85} = 120,55 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/110. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1-Параметры трансформатора ТДЦ-125000/110

Тип изделия	S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX,%	Габаритные размеры, мм
		ВН	НН		XX	КЗ			
ТДЦ- 125000/110-У1	125	121	15,75	Y11/D-11	85	420	11,0	0,35	7380 x 5120 x 6920

Трансформатор имеет охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха (вид охлаждения ДЦ).

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 2% от S<sub>Гном</sub>:

$$S_{с.н.} = 0,02 \cdot S_{Гном}. \quad (4.2)$$

$$S_{с.н.} = 0,02 \cdot 103,5 = 2070 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу ООО «Калугаэнерго-финанс» выбираются трансформаторы ТМН-4300/15 УЗ в количестве 2. Каталожные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2-Каталожные данные трансформатора ТМН-4300/15 УЗ

S <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>xx</sub> , кВт
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>			
4,3	15	0,4	6	21	3,8

Трансформатор масляный с РПН.

#### 4.3 Распределительное устройство

##### 4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\Sigma} = n \cdot \left( \frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos\varphi_{Г}} \right); \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left( \frac{87,5 - 2,04}{0,85} \right) = 402,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь ВЛ:

$$P_{\text{перед.}} = 95,2 \text{ МВт},$$

$$S_{\text{перед}} = \frac{P_{\text{перед}}}{\cos\varphi_{\Gamma}}; \quad (4.4)$$

$$S_{\text{перед}} = \frac{95,2}{0,85} = 112 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перед}}}; \quad (4.5)$$

$$n_{\text{л}} = \frac{402,2}{112} = 3,6;$$

Принимается число ВЛ равным  $n_{\text{л}} = 4 + 1 = 5$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{402,2}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,422 \text{ кА}.$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.7)$$

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

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

$$I_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,422 = 0,478 \text{ кА}.$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 95/16 по [13]. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 565 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.8)$$

$$I_{п.ав} = \frac{402,2}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,528 \text{ кА.}$$

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

### 4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

СТО ОАО ФСК ЕЭС [3] регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 110 кВ и девяти присоединений (четыре генераторных присоединения и пять воздушных линии): две рабочие системы шин (при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин). Схема выдачи мощности Салаватской ГЭС представлена на рисунке 4.2.

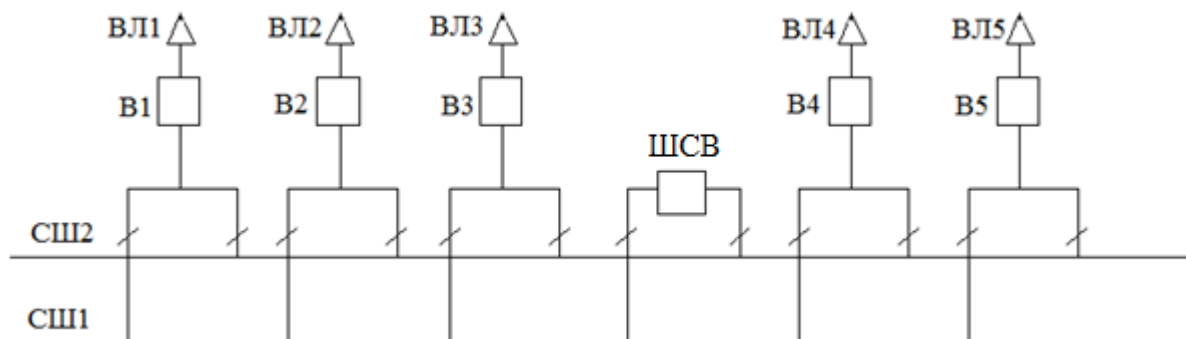


Рисунок 4.2 – Схема выдачи мощности Салаватской ГЭС

### 4.3.3 Электротехническое оборудование

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:



- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 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;
- удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов – обеспечение термической и динамической 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 и электромагнитов; потери в диэлектриках.

#### 4.4 Расчёт токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

##### 4.4.1 Составление схемы замещения

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.3.

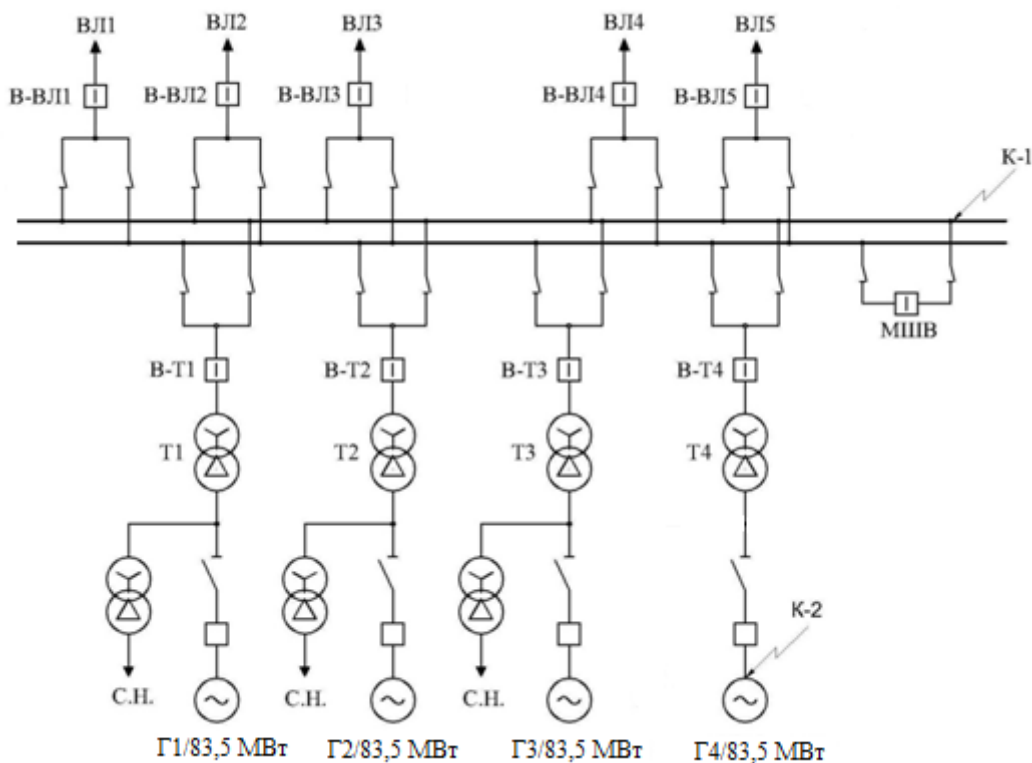


Рисунок 4.3 – Расчетная схема замещения

Схема замещения представлена на рисунке 4.4.

Для генераторного напряжения расчетной является точка К-2 (на выводах генератора), для РУ высшего напряжения расчетной точкой является К-1 (СШ 110 кВ).

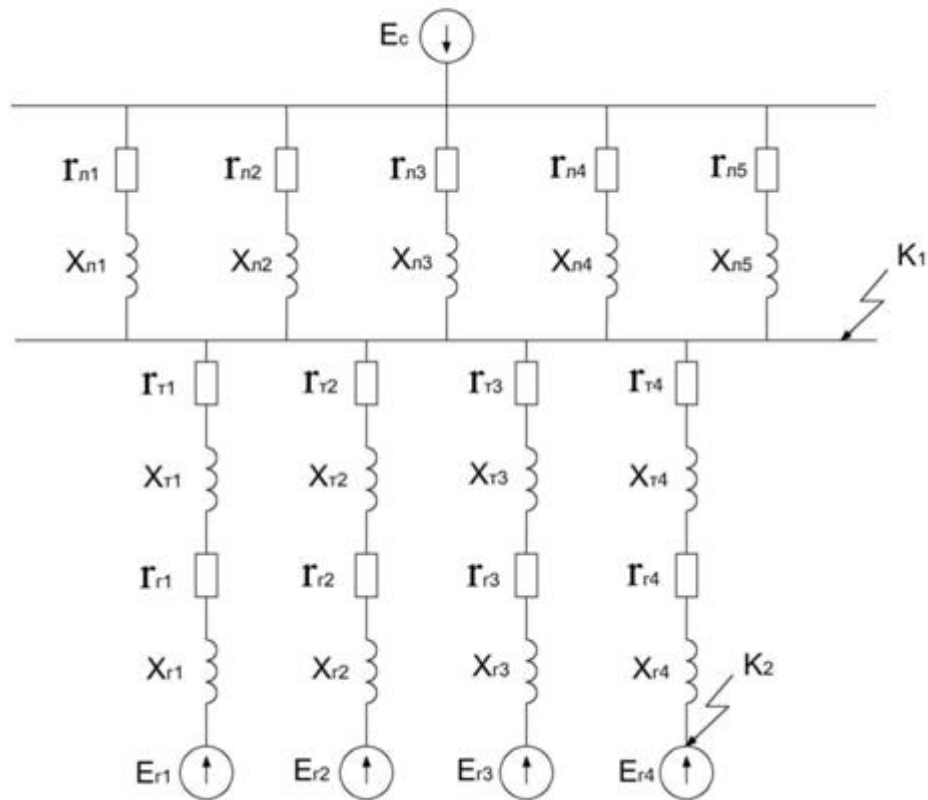


Рисунок 4.4 – Расчетная схема замещения

Так как расчет токов КЗ будет производиться в ПК «RactrKZ», то значения параметров схемы замещения необходимо привести в именованных единицах.

Энергетическая система является источником бесконечной мощности, по сравнению с мощностью проектируемой ГЭС, поэтому сопротивление системы принимаем равным нулю.

Принимается допущение, что сверхпереходные индуктивные сопротивления по продольной ( $x_d''$ ) и поперечной ( $x_q''$ ) осям одинаковы:

$$x_d'' = x_q'' = x, \quad (4.9)$$

Сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Для синхронных генераторов по [15]:

$$x_{\Gamma} = \frac{x_d'' \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.10)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.;  
 $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВ·А.

$$R_{\Gamma} = \frac{1,22 \cdot X_{\Gamma}}{2\pi f_c T_{a,\Gamma}}, \quad (4.11)$$

где  $T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей гидрогенератора, с;

$f_c$  – частота в энергосистеме,  $f_c = 50$  Гц.

$$X_{\Gamma 1,2,3,4} = \frac{0,28 \cdot 15,75^2}{103,5} = 0,67 \text{ Ом},$$

$$R_{\Gamma 1,2,3,4} = \frac{1,22 \cdot 0,67}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,04} = 0,067 \text{ Ом}.$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой, выполненные проводом АС-95/16. Пять линий соединяют РУ Салаватскую ГЭС с подстанцией Ирныкши и имеют длину 17 км. Сопротивления линий:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (4.12)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-95/16  $x_{\text{уд}} = 0,11$  Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$n_{\text{л}}$  – число параллельных линий.

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}}, \quad (4.13)$$

где  $r_{\text{уд}}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, для провода АС-95/16  $r_{\text{уд}} = 0,011$  Ом/км.

Тогда индуктивное и активное сопротивление ВЛЭП:

$$x_{\text{л}} = \frac{0,11 \cdot 17}{4} = 0,47 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{л}} = \frac{0,011 \cdot 17}{4} = 0,047 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора  $x_{\text{T}} = 10,6$  Ом,  $r_{\text{T}} = 0,39$  Ом.

#### 4.4.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrKZ

Пример расчета и заполнения данных в программе для точки трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах 220 кВ, трехфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.3-4.9.

Таблица 4.3 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	№ узла	Название	U <sub>ном</sub> , кВ
зак	1	Выводы Г1	16
зак	2	Выводы Г2	16
зак	3	Выводы Г3	16
зак	4	Выводы Г4	16
у	5	СШ 220 кВ	115
у	6	Система	115

Таблица 4.4 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	r	x	Кт/г	x0
Тр-р	5	1	СШ - Г1	0,39	10,6	0,14	10,6
Тр-р	5	2	СШ - Г2	0,39	10,6	0,14	10,6
Тр-р	5	3	СШ - Г3	0,39	10,6	0,14	10,6
Тр-р	5	4	СШ - Г4	0,39	10,6	0,14	10,6
ЛЭП	6	5	Система - СШ	7,17	7,55		22,65

Таблица 4.5 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	x	x2	x0	E
1	Г1	1	0,67	0,67	0,33	17,80
2	Г2	2	0,67	0,67	0,33	17,80
3	Г3	3	0,67	0,67	0,33	17,80
4	Г4	4	0,67	0,67	0,33	17,80
5	Система	6	60,50	60,50	30,25	110

Таблица 4.6 – Расчет трехфазного КЗ на СШ 110 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
1	1	3ф	3	13,252

Таблица 4.7 – Расчет однофазного КЗ на СШ 110 кВ

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА	I 2, кА	I 0, кА
2	1	1ф	3	5,501	5,501	5,501

Таблица 4.8 – Расчет трехфазного КЗ на выводах генератора

№ опыта	№ сост.	Тип	П 1	I 1, кА
3	1	3ф	1	48,255

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты расчета токов короткого замыкания

№	Тип	$I_{п.0}$	$i_y$
K2	3ф	48,255	121,72
K1	3ф	13,252	28,342
K1	1ф	16,504	35,310

#### 4.4.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{103,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 3,98 \text{ кА}, \quad (4.14)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность генератора.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т4:

$$I_{Т \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,626 \text{ кА}, \quad (4.15)$$

где  $U_{Т \text{ НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $S_{Т}$  – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{\text{ВЛ раб.мах}} = I_{\text{ВЛ110}} = 0,7 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = I_{\text{ВЛ110 утяж}} = 0,806 \text{ кА},$$

где  $I_{\text{ВЛ110}}$  – ток воздушной линии;  
 $I_{\text{ВЛ110 утяж}}$  – ток аварийного режима.

#### 4.5 Выбор электрических аппаратов 110 кВ

ВЭБ-110П - элегазовый баковый выключатель.

Предназначен для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 110 кВ. Выключатели эксплуатируются на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты. Производитель ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Паспортные данные выключателя ВЭБ-110П

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{наиб.раб}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{номоткл}}$ , кА
110	126	2500	40

Разъединитель РНД (3)-110/3200.

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. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные разъединителя РНД (3)-110/3200

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{терм}}$ , кА	$I_{\text{дин}}$ , кА
110	3200	50	125

Трансформатор напряжения НКФ-110-57У1.

Трансформаторы напряжения серии НКФ предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учета, измерения, защиты и автоматики в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 110 кВ для наружной установки.

Основные данные:

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

Исходя из ПУЭ [4], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. Устанавливаем ОПН–П1–110/88/10/550 УХЛ1 [12] фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-900-0,25 [12] (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность).

Анализатор качества электроэнергии РІТЕ 3561, который представляет собой профессиональное устройство для полноценного анализа качества электроэнергии в трехфазной сети переменного тока.

Модуль синхронизации генератора с сетью DKG-705. Это комплексное устройство автоматического ввода резерва применяемое для синхронизации одной генераторной установки с сетью или двух генераторных установок между собой.

#### **4.6 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении**

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс HECS-80 компании АВВ. Проверка представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Генераторный комплекс HECS-80

Параметры	Расчётные данные	HECS – 80
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 23
Ток максимальный рабочий, кА	3,98	10
Ток КЗ, кА	48,255	80
Ток ударный, кА	121,72	280

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ:

- 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:

- 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 15,75 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 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты**

Учитывая неоспоримые преимущества цифровой техники – высокое качество, надежность срабатывания, упрощенная эксплуатация, уменьшение времени по обслуживанию, гибкость функций, постоянное диагностирование, внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на элементах Салаватской ГЭС существенно повышает надежность обслуживания и эксплуатации оборудования и совместно с АСУТП обеспечит в достаточной степени безаварийную работу станции.

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

## **5.3 Расчет уставок защит генератора**

### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора**

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

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

1) Ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(К)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.1)$$

где  $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности ТТ;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;

$$I_{\text{НБ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 9165 = 458 \text{ А}$$

Уставка выбирается из условия:

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

Принимается уставка:

$$I_{\text{ср}0} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.3)$$

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{T}}$

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

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, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\text{Г}}}{x''_{\text{д}}} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,28} \cdot 9,165 = 39,987 \text{ кА}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 39,987 = 3699 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

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

$$K_T = \frac{3699 \cdot 2}{48255} = 0,15$$

Принимается уставка  $K_T=0,3$ .

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

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

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

$$V \geq \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{0,458}{0,3} = 1,53. \quad (5.8)$$

Принимаем типовое значение уставки  $V = 2$  (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

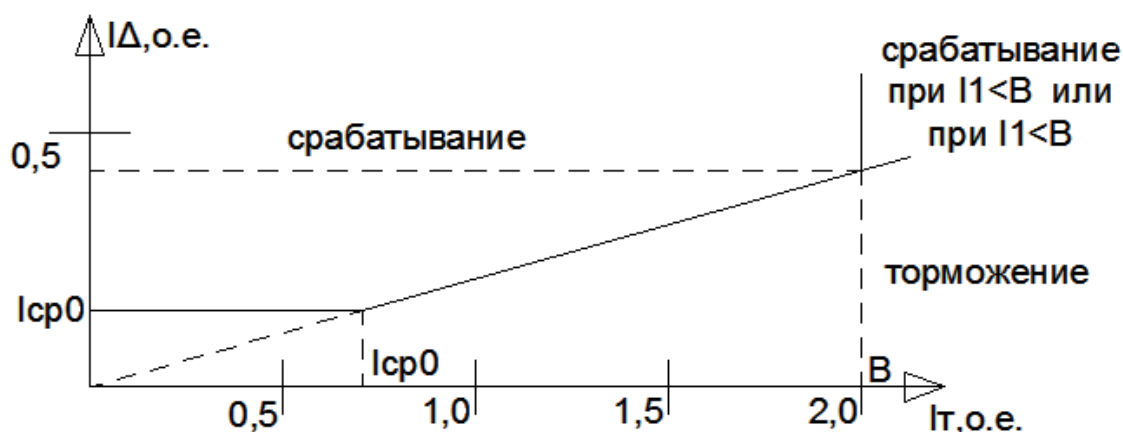


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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.

Напряжение нулевой последовательности  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$  на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.10)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящим и Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью принимается равным 0,5;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, по паспорту  $C_T(\mu_0) = 0,009$  мкФ/фазу;

$C_\Sigma$  - суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\Pi + C_{\text{НЕС(Т)}} + C_{\text{НЕС(Г)}}, \quad (5.11)$$

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

$$C_\Sigma = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 69450 \text{ В.}$$

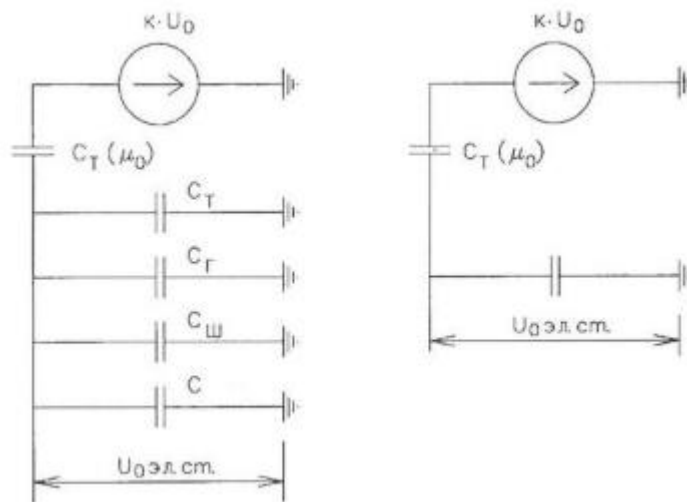


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_{Г}$  - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, по данным завода равно 1,02 мкФ/фазу;

$C_{Т}$  - емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю по данным завода 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$  - емкость шинпровода по отношению к земле, принимаем 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(T)}$  - емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ HECS-80 со стороны трансформатора блока по паспортным данным 0,26 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(Г)}$  - емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны генератора по паспортным данным 0,13 мкФ/фазу.

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 317 = 1,21 \text{ В,} \quad (5.12)$$

где  $K_{\text{H}}=1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{B}}=0,95$  – коэффициент возврата.

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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.13)$$

При  $K_T = 1,2$  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.

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

1) Уставка комплекта ( $U2>$ ) выбирается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В;} \quad (5.14)$$

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

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора ( $I_2$ )

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних

несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2 \text{ сигн}}$ ), срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки с независимой выдержкой времени ( $t=9$  с, действует в предупредительную сигнализацию)

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2 \text{ сигн}} = 0,07,$$

$$I_{2 \text{ сигн}} = 0,07 \cdot I_H. \quad (5.16)$$

2) Пусковой орган ( $I_{2 \text{ пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

$$t_{\max} = 600 \text{ с.}$$

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,183. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{2 \text{ пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,152. \quad (5.18)$$

$$I_{2 \text{ пуск}} = 0,152 \cdot I_H. \quad (5.19)$$

Допустимая длительность перегрузки:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,152^2} = 864 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{I_{*2}^2}; \quad (5.20)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.21)$$

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

Таблица 5.1 – Длительность протекания тока обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1	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.

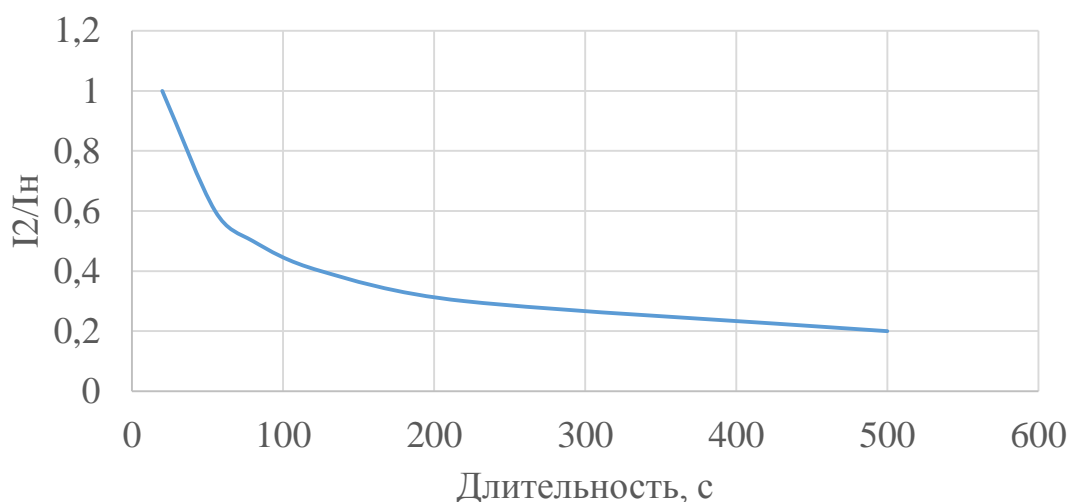


Рисунок 5.3 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Время срабатывания интегрального органа принимается  $t_{\text{мин}} = 20$  с,  $t_{\text{макс}} = 600$  с.

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{отс}}$ ) с независимой выдержкой времени срабатывает при увеличении тока  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности  $I_2$ .

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах 110 кВ:



$$I_{2c.3} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_2 + x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,28 + 0,3 + 0,26)} = 0,69 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

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

$$I_{2c.3} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.23)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3} \leq \frac{0,87 \cdot \frac{8,2}{40} \cdot \frac{110}{15,75}}{1,2} = 599,3 \text{ А } (1,66 \cdot I_H). \quad (5.24)$$

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.

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H = 1,07 \cdot 9165 = 9820 \text{ А}, \quad (5.25)$$

где  $K_H=1,05$  – коэффициент надежности,  
 $K_B=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_H}{1,0} = 1,1I_H = 1,1 \cdot 9165 = 10082\text{А.} \quad (5.26)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

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

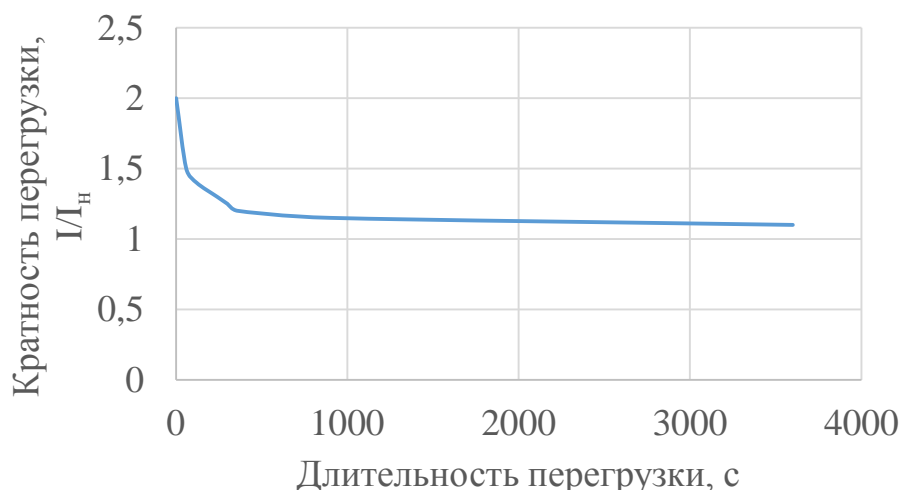


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{ном} \quad (5.27)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750/100} = 66В. \quad (5.28)$$

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

### 5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ).

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 1 с. 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.

$Z1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 23,28 + \frac{0,8}{5} \cdot 10,41 = 20,29 \text{ Ом} \quad (5.29)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора 125000 кВА, приведенное к напряжению стороны 110 кВ,

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 115^2}{125} = 14,8 \text{ Ом},$$

где  $Z'_{1л}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{10.e.} \leq 2 \cdot 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{103,5}{125} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{103,5}{115^2} \cdot 10,41 = 0,159$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6, \quad (5.30)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{103,5} = 2,4 \quad (5.31)$$

$$Z_1 = 0,159 \cdot 2,4 = 0,380 \text{ Ом}$$

Уставка реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot \frac{2000}{157,5} = 4,8 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

Принимается уставка  $Z_1=4,9$  Ом.

Выдержки времени 1 степени:

$t_1=0,5$  с – отключение выключателей 110 кВ и выключателей 0,4 кВ ТСН;

$t_2=1,0$  с – отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины.

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем  $\Delta Z=30$  Ом/с/фазу.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{нагр} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 9165} = 0,99 \text{ Ом,} \quad (5.33)$$

где  $I_{нагр}$  – номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM}}{I_{B.XX}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1600}{681} - 0,95}{1,4} = 2,68 \quad (5.34)$$

где  $I_{B.XX}$  – 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 принимается  $2,5 I_{НОМ}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,68} = 0,355 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

$$\cos \varphi_{нагр.ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,68} = 0,32. \quad (5.36)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{нагр.ф} \approx 71^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{сзII*} = \frac{Z_{нагр.ф}}{K_H} = \frac{0,32}{1,1} = 0,32 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

$$Z_{сзII} = Z_{сзII*} \cdot Z_{\delta} = 0,29 \cdot \frac{15,75^2}{103,5} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{срII} = \frac{Z_{сзII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,77 \cdot 2000}{157,5} = 9,82 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принимается уставка  $Z_{II} = 9,9 \text{ Ом}$ .

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

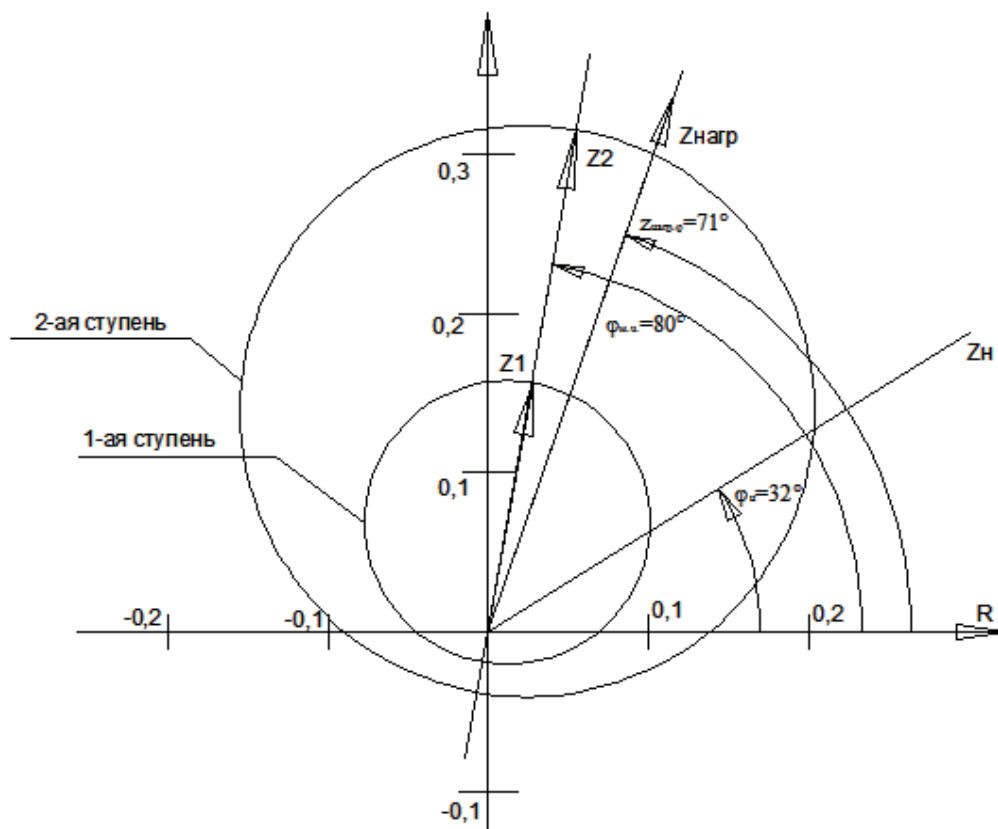


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{смI}=0,019 \text{ Ом}$ ,  $Z_{смII}=0,38 \text{ Ом}$ .

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 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.7 Защита ротора от перегрузки ( $I_p$ )

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 действующий в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,07I_{\text{ном}}. \quad (5.40)$$

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

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{НОМ}}}{1,0} = 1,1I_{\text{НОМ}}. \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность, с	Длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

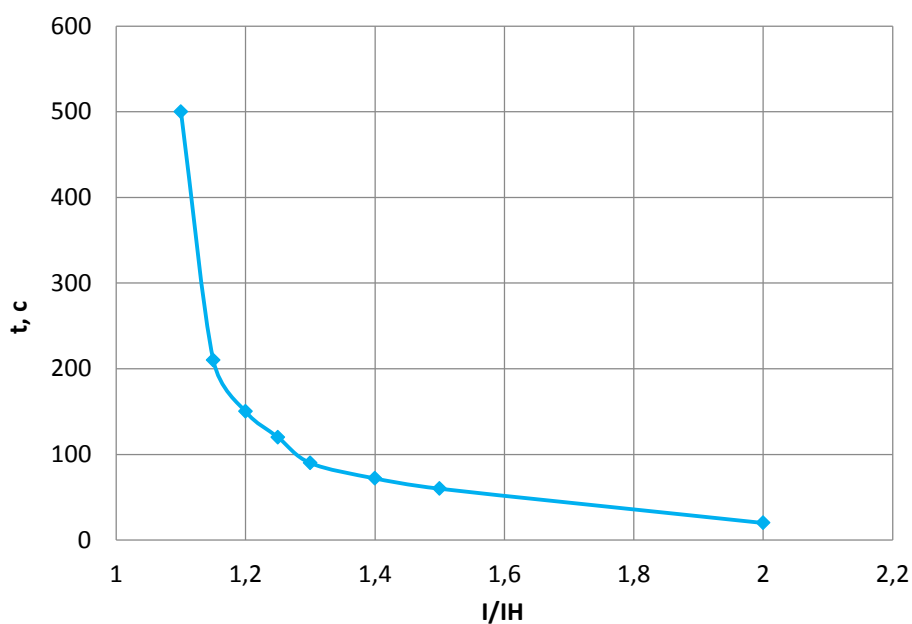


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 2,19I_{\text{НОМ}}. \quad (5.42)$$

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

#### **5.4 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 типа типа «Бреслер ШГ 2114».

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

Составляется матрица отключений защит, результаты представлены в таблице Г.1 приложения Г.

Уставки защит представлены в таблице Г.2 приложения Г.



## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

В целях облегчения поставленных задач используются данные только основного расчетного случая.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметка гребня:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

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

$a$  - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где  $\alpha_w$  - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (рассматривается перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

$V_w$  - скорость ветра;

$L$  - разгон, м;

$K_w$  - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

$d$  - средняя высота водохранилища;

$g$  - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине  $\Delta h_{\text{set}}$  находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение. Расчетные характеристики ветра для данной местности указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Расчётные характеристики ветра

$V_w$ м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра  $V_w = 10$  м/с принимается  $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$  (таблица 1).

Длина разгона:  $L = 23$  км ,

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{35-0}{2} = 17,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 23000}{9,81 \cdot (17,5 + 0)} = 0,016 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{set} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 23000}{9,81 \cdot (17,5 + 0,5 \cdot 0,016)} = 0,016 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1% :

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 23000}{100} = 2256 ,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{10} = 21189,6 ,$$

где  $t$  - время разгона волны, принимается 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого из [1] находят величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Величины для определения периода волны

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
3,4	0,062	4,6	0,1

Для определения периода волны  $T$  и средней высоты волны  $\bar{h}$  используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 3,4 \Rightarrow T = \frac{3,4 \cdot V_w}{g} = \frac{3,4 \cdot 10}{9,81} = 3,47 \text{ с}, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,062 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,062 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,062 \cdot 100}{9,81} = 0,63 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,47^2}{2 \cdot 3,14} = 18,8 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda, \\ 17,5 > 9,4.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.  
Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,63 \cdot 2,25 = 1,42 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где  $k_i$  - принимается из [1] .

$$h_s = 0,016 + 1,42 + 0,5 = 1,94 \text{ м},$$

$$\nabla\text{ГБП} = 35 + 1,94 = 36,94 \text{ м}.$$

## 6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта будут установлены:

- ширина водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметка гребня водослива;
- форма водосливной грани и сопряжение ее с водобоем;
- форма сопряжения бьефов;
- размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

## 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}, \quad (6.9)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}}$  -расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем,

$Q_{\text{ГА}}$  – расход через один гидроагрегат,

$n$  – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 1011 - (4 - 1) \cdot 200 = 411 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.10)$$

где  $q_b$  - удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.11)$$

где  $q_p$  - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}}, \quad (6.12)$$

где  $V_{\text{нр}}$  -допустимая скорость на рисберме(для слабой скалы 4,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$  - глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах}}$  0,1% -3,84 м.

Таким образом:

$$q_p = 3,0 \cdot 3,84 = 11,52 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 11,52 = 14,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{411}{14,4} = 28,5 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта Вдолжнабыть целым числом, поэтому принимается  $n = 3$  количество пролетов по 10 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 30$  м.

Толщина быка:

$$\delta_b = 0,2 \cdot b = 0,2 \cdot 10 = 2 \text{ м.} \quad (6.13)$$

При данной толщине быка он принимается неразрезным.

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.14)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля ( $m = 0,49$ ).

Таким образом:

$$H_{01} = \left( \frac{411}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,142 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.15)$$

где  $\sigma_{сж}$  - коэффициент бокового сжатия,

$\sigma_{п}$  - коэффициент подтопления (принимается равным единице),

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.16)$$

где  $b$  - ширина одного пролёта,

$\varepsilon$  - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива (рисунок 6.1).

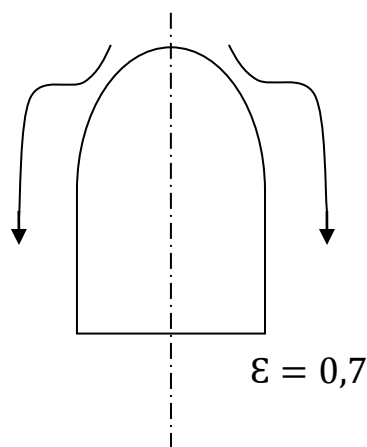


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{3,142}{10} = 0,956 .$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left( \frac{411}{0,49 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,238 \text{ м} .$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} , \quad (6.17)$$

где  $V_0$  - скорость подхода потока к плотине,  
 $\alpha = 1,1$  - коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_0)} = \frac{411}{(35-0) \cdot 34} = 0,309 \text{ м/с} . \quad (6.18)$$

Таким образом:

$$H = 3,238 - \frac{1,1 \cdot 0,309^2}{2 \cdot 9,81} = 3,23 \text{ м} .$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  
 $H_{ст} = 4 \text{ м}$  [4].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 35 - 4 = 31 \text{ м} . \quad (6.19)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 31 + 1,6 \cdot 4 = 37,4 \text{ м.} \quad (6.20)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ( $\nabla ГБП = 36,94 \text{ м}$  и  $\nabla ГБ = 37,4 \text{ м}$ ), то есть  $\nabla ГБП = 37,4 \text{ м}$ .

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла:

$$Q_{р.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС} - Q_C, \quad (6.21)$$

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

$Q_{ГЭС}$  - максимальных расход, требующийся для выработки установленной мощности станции,

$Q_C$  - расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

$$Q_{р.пов} = 1111 - 800 - 0 = 311 \text{ м}^3/\text{с} .$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{311}{0,49 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 2,836 \text{ м.} \quad (6.22)$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.23)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{2,836}{10} = 0,96. \quad (6.24)$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{311}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 2,914 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{311}{(36-0) \cdot (30+(3-1) \cdot 2)} = 0,254 \text{ м/с}. \quad (6.25)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 2,914 - \frac{1,1 \cdot 0,254^2}{2 \cdot 9,81} = 2,911 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 31 + 2,911 = 33,911 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Расчётная отметка  $\nabla\text{ФПУ}$  оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка;  $\nabla\text{ФПУ} = 36 \text{ м}$ .

#### 6.2.4 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 6.2). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет большое значение для дальнейшего расчёта.

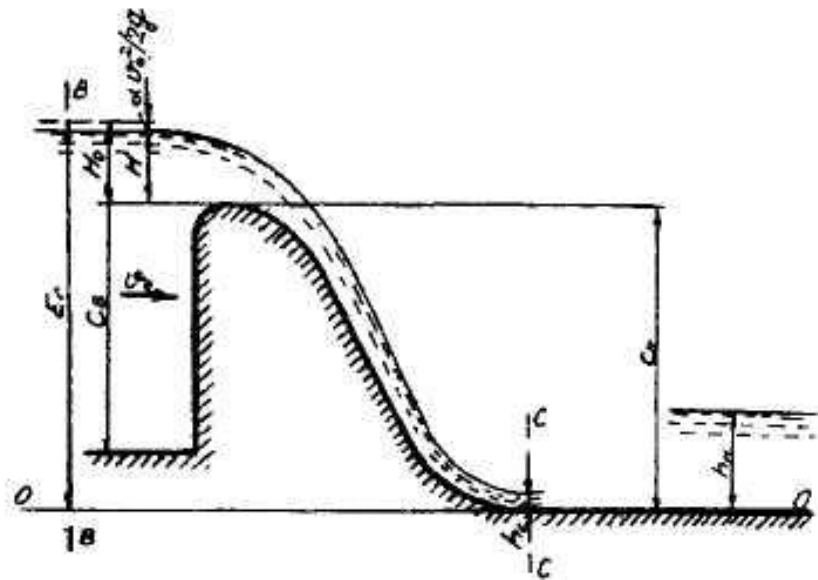


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 411^2}{9,81 \cdot (30 + 2 \cdot 2)^2}} = 2,4 \text{ м}. \quad (6.28)$$



Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 35 - 0 = 35 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{35}{2,4} = 14,3 \text{ м.} \quad (6.30)$$

По графику [5] определяются  $\xi_c = 0,2$  и  $\xi_c'' = 3,1$ .  
Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,2 \cdot 2,4 = 0,49 \text{ м,} \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 3,1 \cdot 2,4 = 7,58 \text{ м.} \quad (6.32)$$

$$h_c'' > h_{\text{НБ}}$$

$7,58 > 3,84$ , следовательно, прыжок отогнанный.

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.

### 6.2.5 Расчёт параметров водобоя и водобойного колодца

Высота колодца:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z), \quad (6.33)$$

Скоростное превышение:

$$\Delta Z = \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot (\varphi \cdot h_{\text{НБ}})^2} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.34)$$

где  $\sigma = 1,05 \div 1,15$  - коэффициент запаса,  
 $\varphi$  - коэффициент скорости.

$$q = \frac{Q_p}{B + \delta_6 \cdot (n-1)} = \frac{411}{30 + 2 \cdot (3-1)} = 12,1 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.35)$$

Таким образом:

$$\Delta Z = \frac{12,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,95 \cdot 3,84)^2} - \frac{1,1 \cdot 12,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,58)^2} = 0,442 \text{ м/с},$$

Высота колодца:

$$d = 1,1 \cdot 7,58 - (3,84 + 0,442) = 4,06 \text{ м.}$$

Отметка поверхности водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{ДНА}} - d = 0 - 4,06 = -4,06 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Длина прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c - h_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,58 - 0,49) = 34,78 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 34,78 = 27,82 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_b) \cdot h_c} = \frac{411}{(30 + 2 \cdot 2) \cdot 0,49} = 24,72 \text{ м/с.} \quad (6.39)$$

Толщина водобоя:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 24,72 \cdot \sqrt{0,49} = 2,59 \text{ м.} \quad (6.40)$$

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

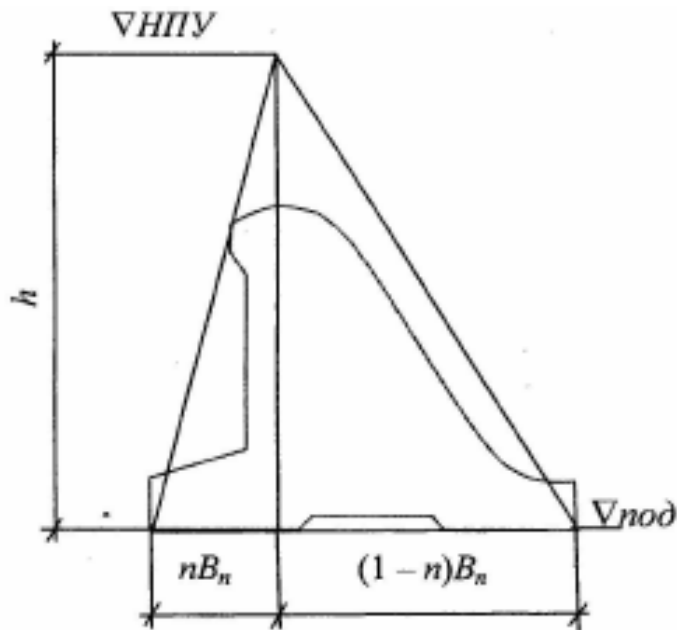


Рисунок 6.3 - Схема треугольного профиля плотины

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:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.41)$$

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

$\rho_b$  и  $\rho_w$  - плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 35 - (-6,65) = 41,65 \text{ м.} \quad (6.42)$$

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

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

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

$\text{tg} \varphi = 0,7$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт (таблица 6.3) и построен графики зависимостей  $B_n' = f(n)$  и  $B_n'' = f(n)$  (рисунок 6.4).

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

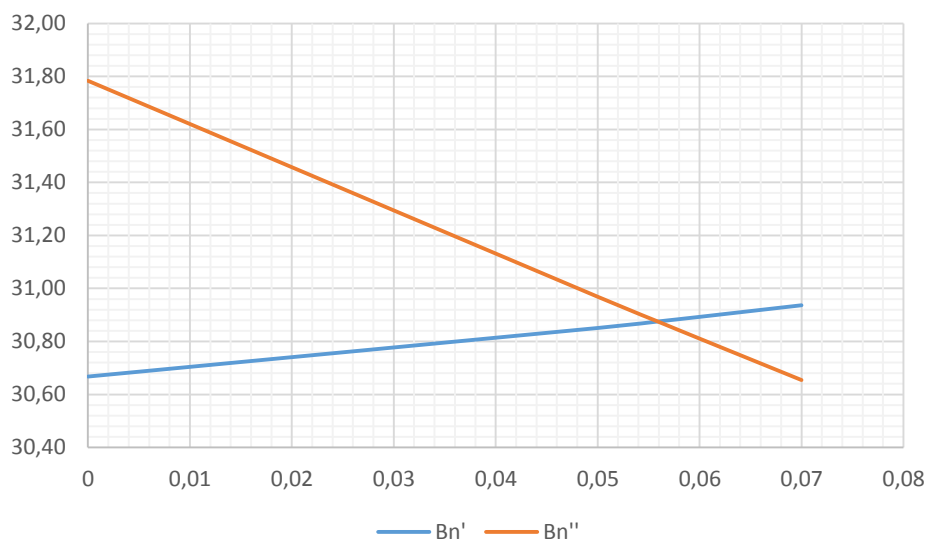


Рисунок 6.4 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Таблица 6.3 - Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

n	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0	30,21	39,14
0,05	30,40	38,14
0,1	30,62	37,19
0,2	31,22	35,42
0,35	32,55	33,05
0,36	32,66	32,91
0,37	32,77	32,76
0,38	32,89	32,62
0,4	33,13	32,34
0,5	34,59	30,99

Графики пересекаются в точке  $n = 0,37$  и  $B_n = 42,12$  м.

Рассчитываются координаты оголовка водослива с помощью таблицы Кригера-Офицера[2].

Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на  $H_{ст} = 4$  м. Расчеты сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№точки	x	y	№точки	x	y
1	0,0	0,50	21	8,0	4,94
2	0,4	0,14	22	8,4	5,48
3	0,8	0,03	23	8,8	6,03

#### Окончание таблицы 6.4

№точки	х	у	№точки	х	у
4	1,2	0,00	24	9,2	6,61
5	1,6	0,02	25	9,6	7,13
6	2,0	0,11	26	10,0	7,84
7	2,4	0,24	27	10,4	8,49
8	2,8	0,40	28	10,8	9,16
9	3,2	0,46	29	11,2	9,85
10	3,6	0,79	30	11,6	10,44
11	4,0	1,02	31	12,0	11,30
12	4,4	1,28	32	12,4	12,05
13	4,8	1,58	33	12,8	12,83
14	5,2	1,90	34	13,2	13,62
15	5,6	2,26	35	13,6	14,44
16	6,0	2,64	36	14,0	15,27
17	6,4	3,06	37	14,4	16,12
18	6,8	3,49	38	14,8	17,00
19	7,2	3,95	39	15,2	17,88
20	7,6	4,43	40	15,6	18,79

#### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

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

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

### **6.3.3 Быки**

Оголовок быка выполняется полукруглым. Толщину принимаем 2 м. Минимальная толщина между пазами 1 м. Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают примерно на 1-2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа  $Z_{нб\ max}$  :

$$\nabla_{УБ} = 5,62 \text{ м.}$$

### **6.3.4 Устои**

При проектировании учитываются устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с берегом (береговой устой), и отдельные (в виде отдельных стенок), которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

### **6.3.5 Галереи в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 15 м размером 2х2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраивается галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаются с учетом работающей техники 3,5х4 м.

## **6.4 Назначение размеров основных элементов плотины**

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании имеют следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму, противофильтрационные устройства (зубья, противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

#### 6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.44)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,07 \cdot 42,12 = 2,95 \text{ м.}$$

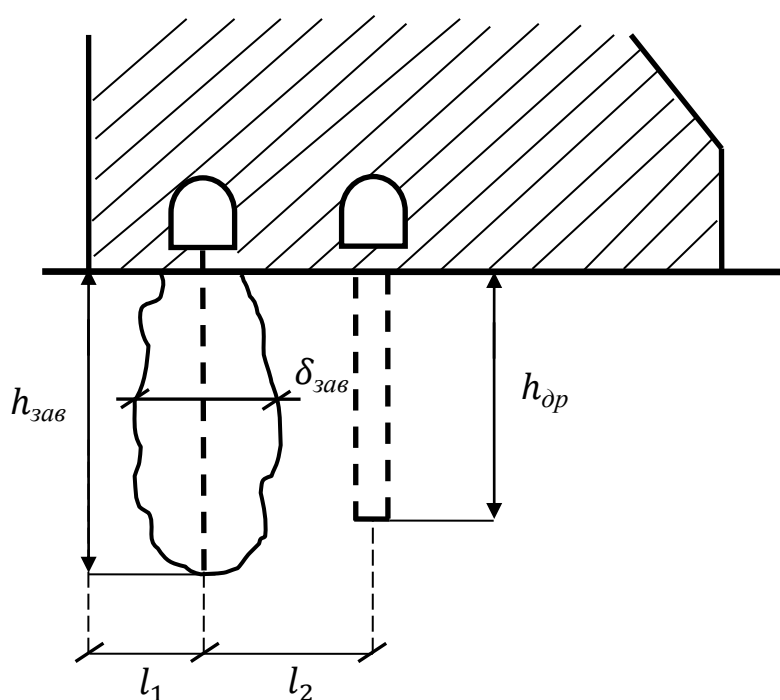


Рисунок 6.5- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 5 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 34,03 = 17 \text{ м.} \quad (6.45)$$

где  $H_{\text{max}}$  — максимальный напор ,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБ min}} = 35 - 0,97 = 34,03 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

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

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 34,03 - 14 = 20,03 \text{ м} \quad (6.48)$$

где  $H_t, H_{as}$  - геометрические параметры эпюры фильтрации.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{20,03}{15} \cdot 1,25 = 1,7 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 1,7 = 0,85 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,8 м, расстояние между ними 2,5 м.

#### 6.4.2 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраивается водобойный колодец и рисберма.

Расчет водобоя был произведен ранее в п.6.3.3.

Его основные параметры:

$$l_b = 27,82 \text{ м}$$

$$\delta_b = 2,6 \text{ м}$$

$$d_k = 4,06 \text{ м.}$$

Длина рисбермы принимается 30 м, т.е. 3 плиты по 10x10 м.

Толщина первой плиты принимается не менее половины толщины плиты водобоя и равна:

$$\delta_{п1} = \frac{2}{3} \cdot \delta_b = \frac{2}{3} \cdot 2,6 = 1,73 \text{ м} \quad (6.50)$$

Соответственно, для второй и третьей плиты:



$$\delta_{п2} = \frac{2}{3} \cdot 1.73 = 1.15 \text{ м},$$

$$\delta_{п3} = \frac{2}{3} \cdot 1.15 = 0.77 \text{ м}.$$

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

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.

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{пл}$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 737,13 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{737,13 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 2} = 14462,49 \text{ кН/м}, \quad (6.51)$$

где  $S_{пл}$  - площадь поперечного сечения плотины;

$b$  - ширина пролета;

$\delta_b$  - толщина быка;

$\rho_b$  - плотность бетона.

$$Y_{пл} = -7,88 \text{ м}.$$

Вес быка и точка его приложения:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_b} = \frac{1217,56 \cdot 2 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 2} = 4777,71 \text{ кН/м}; \quad (6.52)$$

$$Y_b = -4,71 \text{ м}.$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.53)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (36 - 31 + 0,5) \cdot 10 = 55 \text{ м}^2. \quad (6.54)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 55 \cdot \sqrt{55} \cdot 9,81 = 220,08 \text{ кН}.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (35 - 31)^2 \cdot 0,5 \cdot 10 = 784,8 \text{ кН}. \quad (6.55)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{220,08}{10} = 22,008 \text{ кН/м}. \quad (6.56)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41,65^2}{2} = 8508,81 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 35 - (-4,91) = 39,91 \text{ м}; \quad (6.58)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,62^2}{2} = 284,81 \text{ кН/м}, \quad (6.59)$$

$$\text{где } h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 0,97 - (-6,65) = 7,62 \text{ м}. \quad (6.60)$$

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \gamma_B = 284,31 \cdot 10 = 2843,1 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

#### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [6].  
Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_t = 7,62 \text{ м};$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 34,03 = 13,61 \text{ м}; \quad (6.62)$$

$$H_u = 41,65 \text{ м};$$

$$H_d = 34,03 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 34,03 = 6,81 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Фильтрационное давление:

$$W_\phi = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_v = 237,67 \cdot 10 = 2376,7 \text{ кН/м}. \quad (6.64)$$

#### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.65)$$

где  $\gamma_H$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13 \text{ кН/м}^3$ );

$h_H$  - толщина слоя наносов;

$\varphi_H = (20 \div 22^\circ)$  - угол внутреннего трения наносов.

$$p_1 = 13 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 19,12 \text{ кН/м}^2, \quad (6.66)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{19,12 \cdot 3}{2} = 28,62 \text{ кН}. \quad (6.67)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \tan^2(45 - \varphi_{\text{гр}}/2) - 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot \tan(45 - \varphi_{\text{гр}}/2), \quad (6.68)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{в}}, \quad (6.69)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  - удельный вес сухого грунта (для песчаника 27,5);

$n_0$  - пористость сухого грунта (для песчаника 0,16-0,26);

$\gamma_{\text{в}}$  - удельный вес воды.

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 27,5 - (1 - 0,2) \cdot 10 = 19,5$$

$$p_2 = 19,5 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2) - 2 \cdot 40 \cdot \text{tg}(45 - 37/2) = -26,45 \text{кН/м}^2, \quad (6.70)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$ , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_3 = (h_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н}} + h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2(45 - \varphi_{\text{гр}}/2) - 2 \cdot c \cdot \text{tg}(45 - \varphi_{\text{гр}}/2), \quad (6.71)$$

$$p_3 = 20,1 \cdot (3 + 4,91) \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2) - 2 \cdot 40 \cdot \text{tg}(45 - 37/2) = 21,94 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.72)$$

Следовательно:

$$E_{\text{гр}} = \frac{p_2 + p_3}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-26,45 + 21,94}{2} \cdot 4,91 = -11,09 \text{кН}. \quad (6.73)$$

Вследствие большого сцепления активное давления грунта на плотину отсутствует.

### 6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.74)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{18,8} = 0,34 \text{ м}, \quad (6.75)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,42 \left( \frac{18,8}{3,14} + \frac{0,34}{2} \right) = 42,89 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{18,8}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,42 = 2,46 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} - \gamma_c = 35 - (-4,91) - 2,46 = 37,45 \text{ м.} \quad (6.77)$$

## 6.6 Расчёт прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [8].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.5 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_v$	1,0	→	8508,8	13,3	113167,17
$T_n$	1,0	←	248,8	-2,54	-631,98
$G_{\delta}$	0,95	↓	4538,8	-4,71	-21377,86
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	13739,4	-7,88	-108266,20
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	2843,1	-1,21	-3440,15
$W_{\phi}$	1,0	↑	2376,7	10,11	24028,44
$E_n$	1,2	→	34,3	5,91	202,97
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	42,9	37,45	1605,86
$q_3$	0,9	↓	19,8	-19,86	-393,371
$\Sigma M$			4894,88		

Расчёт крайних напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

- 1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.78)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $b$  – ширина подошвы плотины.

$$N = 4538,8 + 13739,4 - 2843,1 - 2376,7 + 19,8 = 13078,2 \text{ кН.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{13078,2}{42,12} + \frac{6 \cdot 4894,88}{42,12^2} = -293,94 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.79)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 35 - (-6,65) = 41,65 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.80)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -293,94 \cdot 0 - 10 \cdot 41,65 \cdot (1 - 0) = -416,5 \text{ кН/м}^2 \quad (6.81)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -293,94 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 41,65 \cdot 0 = -293,94 \text{ кН/м}^2; \quad (6.83)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 41,65 = -416,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{13078,2}{42,12} - \frac{6 \cdot 4894,88}{42,12^2} = -327,05 \text{ кН/м}^2, \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -327,05 \cdot 1 = -327,05 \text{ кН/м}^2, \quad (6.86)$$

где  $m_t = \text{ctg } \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью,  $\text{ctg } 45 = 1$ .

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 0,97 - (-6,65) = 7,62 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.87)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 7,62 - 327,05) \cdot 1 = 250,85 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 7,62 = -10 \cdot 7,62 = -76,2 \text{ кН/м}^2; \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.89)$$

$$\sigma_3^t = -327,05 \cdot (1 + 1) + 10 \cdot 7,62 \cdot 1 = -577,9 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-293,94	-327,05
$\sigma_x$	-416,5	-327,05
$\tau_{xy}$	0	250,85
$\sigma_1$	-293,94	-76,2
$\sigma_3$	-416,5	-577,9

### 6.6.2 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.90)$$

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  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 577,9}{1}.$$

Таким образом, принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 722,38 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-293,94 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.91)$$

$$293,94 \text{ кН/м}^2 \geq 104,125 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.7 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.92)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (14462,49 + 4777,71 - 2843,1 - 2376,7 + 220,08) \cdot 0,7 + 40 \cdot 42,12 = \\ &= 11653,14 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.93)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (песчаник);

$c = 40 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 42,12 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 8508,81 - 248,81 + 42,88 + 28,62 = 8331,5 \text{ кН/м}. \quad (6.94)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{11653,14 \cdot 0,95}{8331,5 \cdot 1} \geq 1,25,$$



$$1,33 \geq 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

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

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

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

#### **7.2.1 Общие положения**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение

должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

## 7.2.2 Охрана труда Салаватской ГЭС

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в

резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

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

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость

места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

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

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

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

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

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

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

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

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

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

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

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

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

### **7.3 Пожарная безопасность**

#### **7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности**

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

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

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

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

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

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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



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

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

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

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

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

### **7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;

- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпульты, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

### **7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

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

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

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

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

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

#### **7.4 Охрана природы**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [49];

- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];

- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];

- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];

- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];

- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];

- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];

- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [58];

- Другие нормативные документы РФ.

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

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

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

#### **7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

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

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

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

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

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **7.4.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

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

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

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

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;

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

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

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

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Салаватского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

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

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Белая невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Салаватской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Салаватского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

#### **7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла**

В таблице Д.1 приложения Д отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Салаватской ГЭС, а также перечислены основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.



## 8 Техничко-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### 8.1 Объем продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1–Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	347	347	347	347
Число часов использования установленной мощности	3860	3860	3860	3860
Выработка электроэнергии, МВт*ч	1339574,4	1339574	1339574	1339574
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	20093,6	20093,6	20093,6	20093,6
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	1319480,8	1319481	1319481	1319481
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	1135	1167	1198	1230
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	124800,9	128319,5	131728,2	135246,8
НДС к выручке, тыс.руб.	19037,4	19574,2	20094,1	20630,9

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, млн.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	84,6	29359,1
Прочие расходы	91,6	31791,6
Итого	176,2	61150,7

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина	%
От 1 до 5 лет	0,06	
От 6 до 15 лет	0,09	
От 16 до 25	0,14	
Свыше 25 лет	0,2	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2016 года, представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО ЕЭС"	107810руб./МВт	37414,382
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	1,107руб./МВт*ч	3318,875
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,310руб./МВт*ч	929,405
Итого		41662,662

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Белая, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт\*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб.

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Амортизационные отчисления	255,39	255,39	255,39	255,39	255,39
Расходы на страхование	161,62	155,18	148,74	142,31	135,87
Эксплуатационные затраты	78,84	168,50	176,23	176,23	176,23
Расходы на ремонт производственных фондов	46,18	44,34	42,50	60,99	58,23
Расходы на услуги регулирующих компаний	18,64	39,84	41,66	41,66	41,66
Налог на воду	5,55	13,44	14,39	14,39	14,39
Итого	566,21	676,68	678,91	690,96	681,77

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.2.

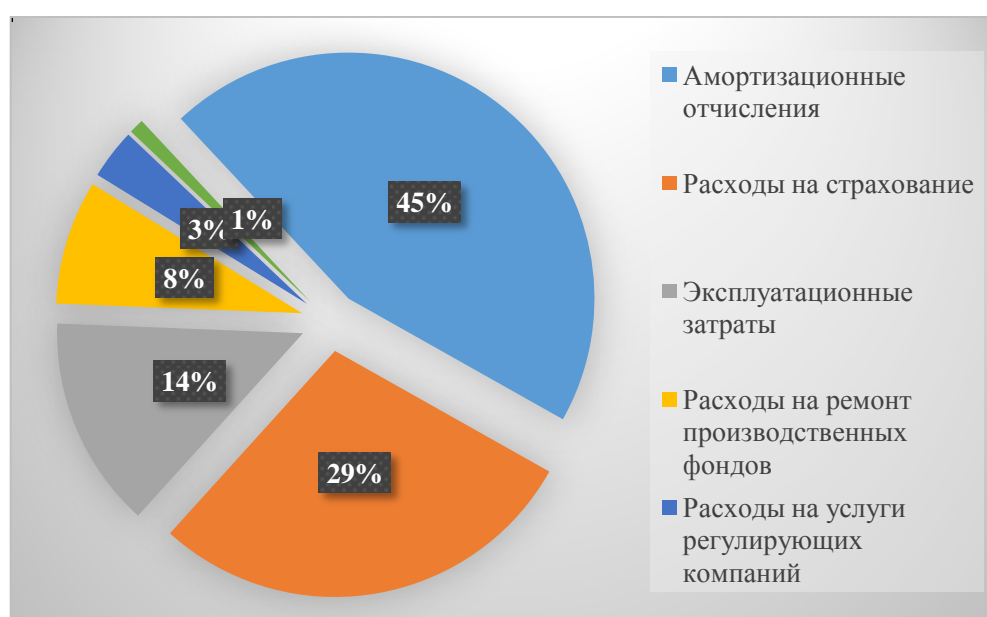


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт\*ч –4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в подразделе 8.1.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Налог на прибыль, млн.руб.	70,93	446,24	501,37	519,87	537,84
НДС, млн.руб.	195,08	485,54	534,32	549,96	565,13
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,97	10,10	10,10	10,10	10,10
Налог на имущество, млн.руб.	165,38	136,65	131,05	125,45	119,84
Итого	441,36	1078,53	1176,84	1205,38	1232,92

#### 8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой и отражением основной производственной деятельности Салаватской ГЭС является отчет об прибылях и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7– Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Выручка (нетто), млн.руб.	1256	2766,0	2975,3	3062,6	3146,6
Текущие расходы, млн.руб.	564,8	675,3	677,5	689,5	680,4
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	691,9	2090,8	2297,8	2373,1	2466,3
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	691,9	2090,8	2297,8	2373,1	2466,3
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	138,4	418,2	459,6	474,6	493,3
НОПАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	553,5	1672,2	1838,2	1898,5	1973,0
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

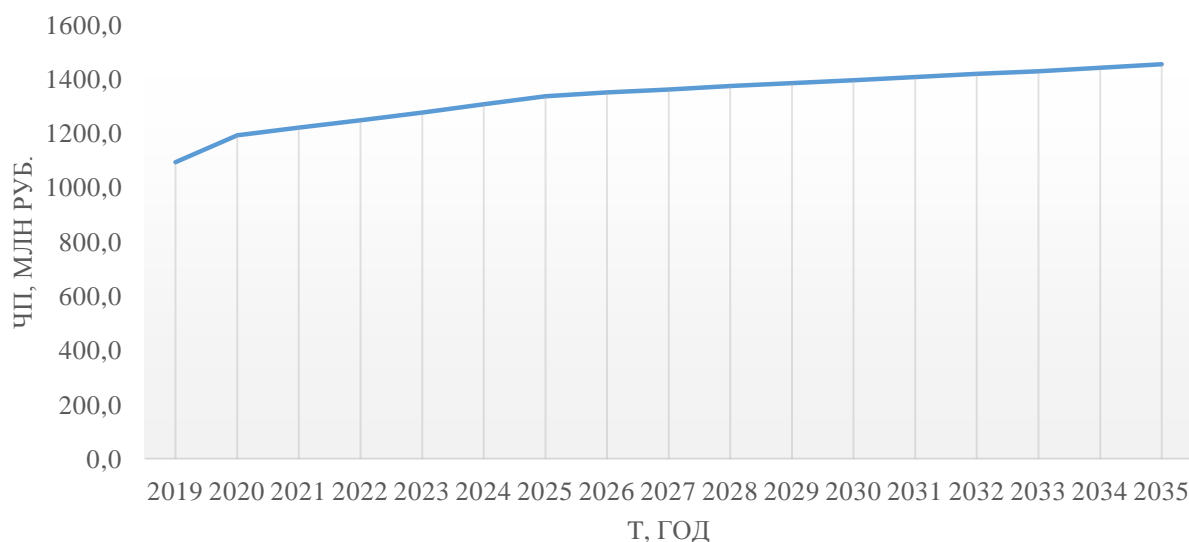


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

## 8.5 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный 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 предТОЭ и ТОЭ», 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 2016-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Салаватской ГЭС на реке Белая мощностью 347МВт составляет 20 лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства

Салаватской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

## 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 федеральные и региональные бюджеты

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	447,015	1092,081	1191,335	1219,871	1247,415
В Федеральный бюджет, млн. руб.	281,532	955,327	1060,183	1094,321	1127,468
В региональный бюджет, млн. руб.	165,382	136,651	131,049	125,447	119,845

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 8.7 Коммерческая эффективность

Цель расчета – определение показателей эффективности инвестиционного проекта.

Результаты финансово-экономического расчета представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9– Результаты финансово-экономического расчета

Ставка дисконтирования	13,5
Период окупаемости- РВ, мес	66
Средняя норма рентабельности- ARR, %	34,39
Чистый приведенный доход- NPV, млн.руб	7065
Индекс прибыльности - PI	2,17
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	34126

## 8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Типы рисков инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительстве;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политические, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого дисконтированного дохода к изменениям:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования.

Оценка влияния стоимости строительства, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину чистого дисконтированного дохода приведена на рисунках 8.3 - 8.5.

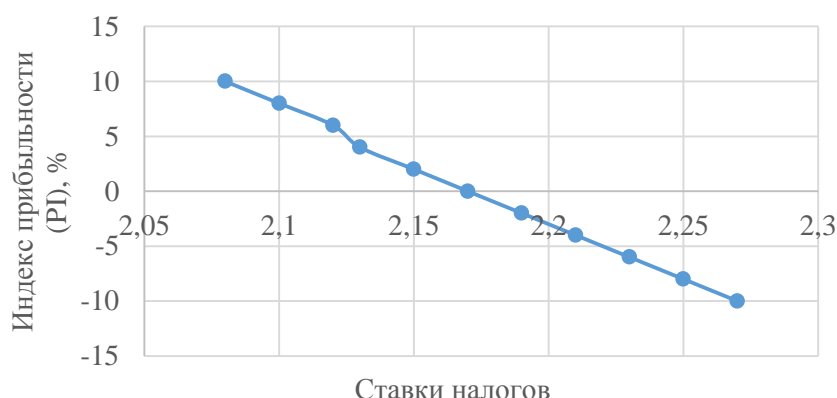


Рисунок 8.3 - Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов

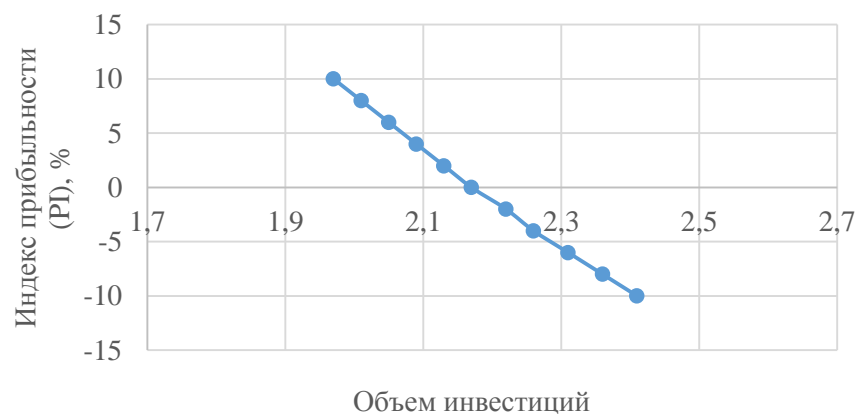


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций

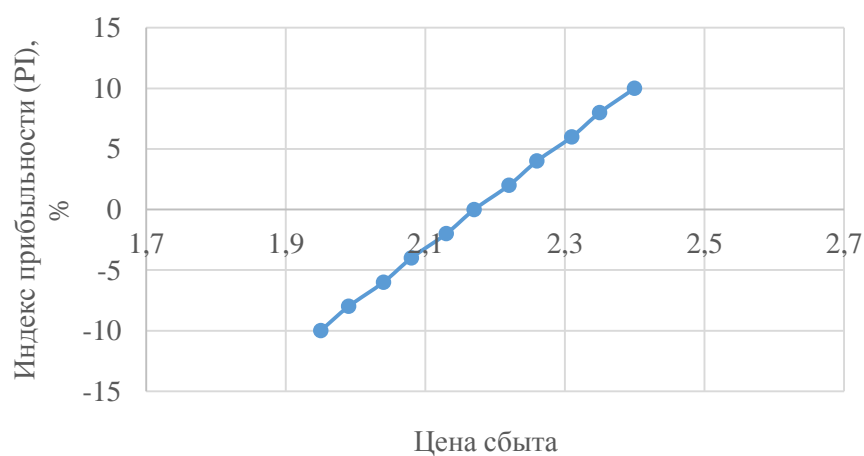


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии

Увеличение объема инвестиций, увеличение ставки дисконтирования уменьшают величину PI. При увеличении цены реализации электроэнергии PI увеличивается.



## **9 Требования к энергетическим маслам, способы контроля, восстановление параметров. Схемы маслохозяйства ГЭС. Применение импортных масел**

### **9.1 Требования к энергетическим маслам. Общие требования и свойства**

#### **9.1.1 Турбинные масла**

Предназначены для смазывания и охлаждения подшипников гидротурбин. Эти же масла используют в качестве рабочих жидкостей в системах регулирования гидроагрегатов, а также в циркуляционных и гидравлических системах различных промышленных механизмов.

Турбинные масла должны обладать хорошей стабильностью против окисления, не выделять при длительной работе осадков, не образовывать стойкой эмульсии с водой, которая может проникать в смазочную систему при эксплуатации, защищать поверхность стальных деталей от коррозионного воздействия. Перечисленные эксплуатационные свойства достигаются использованием высококачественной нефти, применением глубокой очистки при переработке и введением композиций присадок, улучшающих антиокислительные, деэмульгирующие, антикоррозионные, а в некоторых случаях противоизносные свойства масел.

#### **9.1.2 Трансформаторные масла**

Применяются для заливки силовых и измерительных трансформаторов, реакторного оборудования, а также масляных выключателей. В последних аппаратах масла выполняют функции дугогасящей среды.

Электроизоляционные свойства масел определяются в основном тангенсом угла диэлектрических потерь. Диэлектрическая прочность трансформаторных масел в основном определяется наличием волокон и воды, поэтому механические примеси и вода в маслах должны полностью отсутствовать. Низкая температура застывания масел ( $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже) необходима для сохранения их подвижности в условиях низких температур. Для обеспечения эффективного отвода тепла трансформаторные масла должны обладать наименьшей вязкостью при температуре вспышки не ниже 95, 125, 135 и 150  $^{\circ}\text{C}$  для разных марок.

Наиболее важное свойство трансформаторных масел - стабильность против окисления, т. е. способность масла сохранять параметры при длительной работе. В России все сорта применяемых трансформаторных масел ингибированы антиокислительной присадкой - 2,6-дитретичным бутилпаракрезолом (известным также под названиями ионол, агидол-1 и др.). Эффективность присадки основана на ее способности взаимодействовать с

активными пероксидами, которые образуются при реакции окисления углеводов.

Перед заполнением электроаппаратов масло подвергают глубокой термовакуумной обработке. Согласно действующему РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" концентрация воздуха в масле, заливаемом в трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные вводы и герметичные измерительные трансформаторы не должна превышать 0,5 % (при определении методом газовой хроматографии), а содержание воды 0,001 % (мас. доля). В силовые трансформаторы без пленочной защиты и негерметичные вводы допускается заливать масло с содержанием воды 0,0025 % (мас. доля). Перед заливкой масла необходим контроль значения пробивного напряжения. Допустимые значения представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – допустимые значения пробивного напряжения масла

Рабочее напряжение оборудования	Пробивное напряжение масла
До 15 (вкл.)	30
Св. 15 до 35 (вкл.)	35
От 60 до 150 (вкл.)	55
От 220 до 500 (вкл.)	60
750	65

Непосредственно после заливки масла в оборудование допустимые значения пробивного напряжения на 5 кВ ниже, чем у масла до заливки. Допускается ухудшение класса чистоты на единицу и увеличение содержания воздуха на 0,5 %.

## **9.2 Способы контроля и восстановление параметров**

### **9.2.1 Трансформаторное масло**

#### **9.2.1.1 Контроль качества масла при хранении**

Трансформаторное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости или после слива из нового оборудования по следующим показателям:

внешний вид;

кислотное число;

температура вспышки в закрытом тигле;

содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;

плотность;

тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С.

Находящееся на хранении свежее или регенерированное трансформаторное масло испытывается с периодичностью не реже одного раза в четыре года по следующим показателям качества:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- содержание водорастворимых кислот;
- содержание присадок;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С;
- стабильность против окисления.

Содержание воды и пробивное напряжение необходимо определять непосредственно перед подготовкой масла к заливу в электрооборудование.

### **9.2.1.2 Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации**

Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел в зависимости от вида оборудования и класса напряжения, методы испытаний приведены в таблице Е.1 в приложении Е.

При эксплуатации оборудования контролю подлежат следующие параметры:

- Пробивное напряжение;
- Кислотное число;
- Температура вспышки в закрытом тигле;
- Влажесодержание;
- Содержание механических примесей;
- Тангенс угла диэлектрических потерь;
- Содержание водорастворимых кислот;
- Содержание антиокислительной присадки ионов;
- Содержание шлама;
- Газосодержание.

Периодичность испытаний – не реже одного раза в четыре года.

Температура вспышки может не определяться для масел из оборудования, контролируемого хроматографическим анализом растворенных в масле газов.

Необходимость расширения объема испытаний определяется на основании полученных результатов и рекомендуемой периодичности испытаний, а также в случаях ухудшения характеристик твердой изоляции, срабатывании газовых реле трансформаторов, результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов, а также проведения комплексного обследования электрооборудования.

Существует область риска, при которой ухудшение качества масла вследствие старения и загрязнения приводит к снижению надежности оборудования и требует более учащенного и расширенного контроля для прогнозирования его срока службы и разработки мероприятий по поддержанию (восстановлению) эксплуатационных свойств масла.

Восстановление таких показателей качества, как пробивное напряжение и влагосодержание масла, необходимо проводить в возможно короткие сроки.

В случае достижения значения пробивного напряжения «области риска» следует обязательно определить значение показателей качества по влагосодержанию, по содержанию механических примесей или класса промышленной чистоты, по тангенсу угла диэлектрических потерь для выявления причин, вызвавших данное ухудшение и разработки мер по восстановлению качества. Рекомендуется также дополнительно определить значение показателя качества газосодержания, для герметичного электрооборудования.

При достижении кислотного числа значения 0,07 мг КОН/г обязательно следует определить значение показателей качества по тангенсу угла диэлектрических потерь, содержанию водорастворимых кислот, антиокислительной присадки, масляного шлама и на основании данных расширенного контроля определить потенциальный срок службы масла, разработать и принять меры по защите его от старения и (или) регенерации.

В случае достижения значения температуры вспышки «области риска» следует обязательно выполнить хроматографический анализ растворенных в масле газов.

Если при визуальном контроле пробы масла, определено наличие в нем частиц загрязнений (дисперсной воды, волокон, угля, металла и других твердых частиц, шлама и осадков), помутнение и (или) значительное потемнение, то следует определить значения всех показателей качества. На основании результатов расширенного контроля разработать и выполнить мероприятия по его очистке (регенерации) и (или) по защите от старения и загрязнения. Следует отметить, что визуальный контроль не является решающим фактором для отбраковки масел.

Область превышения предельно-допустимых значений – область, в которой ухудшение качества масла достигает такого уровня, что не обеспечивает необходимой надежности работы оборудования, и требуется замена масла на свежее или его глубокая регенерация для предотвращения вероятности отказа электрооборудования по причине низких эксплуатационных характеристик масла.

Поддержание или восстановление эксплуатационных характеристик масел при достижении значений показателей качества «области риска» намного экономичнее, чем проведение операции по замене масла или его глубокой регенерации, что связано с необходимостью вывода электрооборудования из работы.

При комплексном обследовании электрооборудования могут применяться другие методы контроля. Критерии оценки состояния электрооборудования при комплексной диагностике с применением дополнительных методов контроля качества масла определяет организация, выполняющая комплексное обследование, на основании требований действующих документов и практического опыта диагностики электрооборудования. Рекомендуется также применять специальные экспертно-диагностические программы для обработки результатов испытаний.

## **9.2.2 Турбинное масло**

### **9.2.2.1 Контроль качества масла при хранении**

Турбинное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости:

- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- время деэмульсации.

В случае несоответствия качества масла по этим показателям должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из транспортной емкости.

Находящееся на хранении свежее турбинное масло должно соответствовать требованиям, приведенным в таблице Е.2 приложения Е по следующим показателям качества:

- кинематическая вязкость;
- кислотное число;
- температура вспышки в открытом тигле;
- время деэмульсации;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.
- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- содержание антиокислительной присадки;
- содержание шлама.

Перед заливкой масла в оборудование проводят испытание следующих его показателей качества:

- кислотное число;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.

Эксплуатационные или регенерированные турбинные масла, предназначенные к заливке в гидроагрегаты, проверяются непосредственно перед заливкой в оборудование по показателям:

содержание воды;  
класс промышленной чистоты;  
кислотное число;  
время деэмульсации;  
содержание шлама.

Качество свежего масла, находящегося на хранении, должно отвечать требованиям нормативных документов (технических условий или стандарта), основные требования приведены в приложении Е.

### **9.2.2.2 Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании**

- **Визуальный контроль.**

Визуальный контроль турбинного масла, применяемого в гидроагрегатах, должен проводиться 1 раз в неделю, а на автоматизированных ГЭС – не реже 1 раза в месяц.

При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по следующим показателям:

внешний вид;  
кислотное число;  
время деэмульсации;  
содержание шлама (общее);  
класс промышленной чистоты;  
содержание воды.

- **Контроль качества масла после залива.**

После залива масла в гидроагрегат после монтажа или капитального ремонта следует отобрать пробу через 72 ч непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла по следующим показателям:

внешний вид;  
кислотное число;  
время деэмульсации;  
содержание шлама (общее);  
класс промышленной чистоты;  
содержание воды.

Результаты этих испытаний позволят оценить показатели качества масла в начальный период эксплуатации агрегата.

- **Контроль качества масла при эксплуатации.**

Анализ турбинного масла из гидроагрегатов следует осуществлять: через 1 месяц после начала его эксплуатации в маслосистеме агрегата по всем показателям;

для масла с содержанием шлама менее 0,005% – не реже 1 раза в год по показателям «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды»;

для масла из гидроагрегатов с содержанием шлама 0,005% и более – не реже 1 раза в 6 месяцев по показателям «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды».

Дополнительные анализы выполняются по решению технического руководителя ГЭС в следующих случаях:

стабильность против окисления и содержание присадки АГИДОЛ-1 следует дополнительно определять при обнаружении в масле наличия шлама;

время деэмульсации следует дополнительно определять после обнаружения в масле воды и проведения операций по очистке масла;

антикоррозионные свойства следует дополнительно определять, если при визуальном осмотре имеются очаги коррозии на элементах маслосистем гидроагрегатов;

кинематическую вязкость и температуру вспышки рекомендуется выполнять при обнаружении в масле наличия шлама и помутнении масла, которое не устраняется очисткой с периодичностью 1 раз в год.

- Контроль при диагностике состояния оборудования.

При необходимости проведения диагностики состояния узлов и элементов гидроагрегатов, а также систем масляного хозяйства могут применяться и другие методы контроля. Критерии оценки технического состояния узлов и элементов систем при диагностике с применением дополнительных методов контроля качества масла определяет организация, выполняющая такое обследование, на основании требований действующих нормативных документов и собственного практического опыта диагностики агрегатов, в соответствии с программой, согласованной с техническим руководителем ГЭС.

- Контроль масла в насосном и вспомогательном оборудовании.

Объем и периодичность испытаний, а также нормативные значения показателей качества, турбинных масел эксплуатируемых в различном насосном и вспомогательном оборудовании, определяются требованиями документов изготовителей оборудования.

### **9.3 Схемы маслохозяйства ГЭС**

Схема МХ должна обеспечивать контроль качества масел при приеме, хранении, перекачке, обработке, подаче к потребителям, эксплуатации, сливе из оборудования электрических станций и сетей и выдаче в транспортные емкости в соответствие с требованиями СТО 70238424.27.100.052-2009 и СТО 70238424.27.100.053-2009. Гидравлические схемы трубопроводов турбинного и трансформаторных масел представлены на чертежах 03-19-43 и 03-19-44.

### **9.4 Применение импортных масел**

Масла различаются между собой по эксплуатационным свойствам, в связи с различиями в применяемом сырье, технологиях их производства и

составах композиций присадок, которыми они стабилизированы. Непрерывно расширяется ассортимент предлагаемых к применению для нужд электроэнергетики масел. Увеличивается доля масел зарубежного производства, которые используются на российских энергетических предприятиях. Производители отечественных масел все более широко применяют импортные композиции присадок для повышения качества новых отечественных товарных масел. Главным достоинством импортных энергетических масел является наличие присадок, положительно воздействующих на изоляционные, антиокислительные и антикоррозийные свойства масла, а также имеют допуски ведущих автопроизводителей, применимы в арктических условиях, снижают износ двигателя и увеличивают интервал замены масла

Большой популярностью в нашей стране пользуется совместное производство, которое заключается в использовании отечественного масла, но с добавлением импортных присадок.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Салаватского гидроузла на реке Белая, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1 %)  $Q_{0,1\%} = 1011 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- поверочного (при обеспеченности 0,01 %)  $Q_{0,01\%} = 1111 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность  $N_{\text{уст}} = 347 \text{ МВт}$  и среднемноголетняя выработка  $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 2,005 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$ .

На следующем 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:

$$H_{\text{min}} = 20 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 21,8 \text{ м};$$

$$H_{\text{min}} = 33,2 \text{ м};$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 800 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40а-В-800.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 75 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1436/800-80УХЛ4 с номинальной активной мощностью 83 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (4 единичных блока и 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ– 125000/110;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТМН-4300/15 УЗ;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 95/16 (три провода в фазе).

В качестве генераторного комплекс был принят НЕСС-80.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина – 176 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 36 м;
- глухая сопрягающая водосливную и станционную – 24 м;
- станционная часть плотины – 124 м;
- левобережная глухая плотина – 90 м.

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

- ширина подошвы – 42,12 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – -6,65 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;
- отметка гребня – 37,40 м;
- ширина гребня – 13 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец.

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 1,33 для сочетания грузов соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Салаватского 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 – 5,5 лет;
- себестоимость – 0,21 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 34126 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Салаватского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
9. 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.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
13. 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>.

14. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 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. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

17. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». – Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

18. 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.

19. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

20. 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.

21. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.

22. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

23. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

24. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015. [Электронный ресурс] //– Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.

25. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

26. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.
27. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
28. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
29. 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/>.
30. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
31. 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.
32. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
33. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
34. 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.
35. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
36. 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.
37. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
38. 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.
39. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
40. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».
41. распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ».

42. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328
43. РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий».
44. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
45. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.).
46. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.
47. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999.
48. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998.
49. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.
50. 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).
51. 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).
52. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ).
53. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ).
54. 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).
55. 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).
56. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001.
57. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006.
58. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006.
59. постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006.
60. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
61. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

62. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

63. СТО 70238424.27.100.051-2009 «Маслохозяйство электрических станций и сетей условия создания нормы и требования» дата введения - 2010-01-11.

64. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

65. РД 34.43.201-88 «Типовая инструкция по контролю качества и применению импортных трансформаторных масел».

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Белая за период 1936-1986 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1936	190	203	211	1829	4 584	510	240	655	264	181	232	199	775
1937	201	199	190	1 014	2 250	325	270	712	768	840	246	213	602
1938	124	121	101	1675	870	1 850	1 362	1 285	910	993	557	524	864
1939	173	165	152	1 010	1 970	420	374	1 110	613	538	452	419	616
1940	205	203	218	1 870	2 125	310	565	573	412	1 370	569	536	746
1941	287	198	161	1 564	1 210	840	220	612	582	761	460	427	610
1942	225	211	270	2 780	2 590	390	408	250	194	316	220	187	670
1943	129	101	184	1940	3 875	633	555	476	423	427	380	347	789
1944	106	106	151	1895	1 256	705	1 170	465	405	411	524	491	640
1945	180	163	155	1 243	1 440	1 700	340	218	250	774	511	478	621
1946	252	247	384	3 178	2 630	450	295	210	624	217	191	158	736
1947	278	274	409	2 560	3 511	340	302	175	175	212	180	147	714
1948	305	266	270	2 270	1 540	911	1 293	787	211	219	215	182	706
1949	141	112	130	1 750	1 824	290	1 086	341	315	325	384	351	587
1950	192	187	186	1 981	2 143	330	943	180	160	415	361	328	617
1951	270	240	253	3 094	2 255	380	529	544	401	206	180	147	708
1952	154	143	180	2 100	2 180	555	411	366	320	192	186	153	578
1953	220	215	215	1 635	1 790	720	310	460	446	512	438	405	614
1954	206	200	206	1 790	1 945	680	914	180	241	284	210	177	586
1955	191	190	239	1 964	1 351	804	858	1 056	765	731	433	400	749
1956	196	182	318	1 820	2 036	460	335	374	375	551	395	362	617
1957	144	129	125	1 460	1 490	1 905	821	351	330	443	401	368	664
1958	258	235	421	2 010	1 589	1 563	449	511	410	490	472	439	737
1959	208	197	242	3 295	1 518	614	400	184	165	316	174	141	621
1960	189	163	201	2 980	3 120	332	514	320	177	172	171	138	706
1961	143	140	145	1 120	1 330	628	550	482	364	902	497	464	564
1962	228	214	230	1 673	1 043	503	570	1 524	730	685	162	129	641
1963	203	188	195	1548	1652	1 420	1 240	196	225	290	210	177	629
1964	197	194	200	1824	1911	1 290	662	1 379	1 196	1 220	294	261	886
1965	202	200	228	2 411	1910	275	338	210	232	447	584	551	632
1966	337	265	274	2 205	1 045	480	490	856	564	476	420	387	650
1967	179	152	113	2393	1478	1 163	926	304	280	456	144	111	642
1968	273	243	275	2 855	1 429	352	377	1 001	485	349	340	307	691
1969	185	154	160	1 130	2570	1 014	750	434	296	469	355	322	653
1970	200	174	196	1 324	4 940	749	463	231	185	226	215	182	757
1971	237	221	230	1 435	1 690	522	581	814	688	629	406	373	652
1972	209	186	188	2 069	3 865	505	500	255	150	193	183	150	704



Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1 973	170	153	190	2 177	1 420	490	547	270	285	472	360	327	572
1 974	173	162	165	1 750	1 810	378	721	913	549	438	357	324	645
1 975	233	225	244	1 920	1 855	426	314	420	341	420	365	332	591
1 976	225	209	297	2 364	2 040	614	356	169	190	368	364	331	627
1 977	178	167	168	1 118	1 180	569	621	407	1 023	1 441	696	663	686
1 978	206	201	200	2240	1240	942	408	667	356	574	485	452	664
1 979	129	108	153	2480	1 211	730	594	645	521	460	360	327	643
1 980	156	145	180	1 382	3 725	685	467	276	273	211	200	167	656
1 981	223	204	211	2 927	3 010	534	280	290	180	205	205	172	703
1 982	205	188	195	2 265	2 411	740	363	378	394	194	192	159	640
1 983	232	222	220	1874	1 954	707	717	386	955	1 086	731	698	815
1 984	227	211	237	3 040	1 342	820	411	923	649	454	372	339	752
1 985	245	237	231	2 670	2 460	1 211	308	450	190	162	158	125	704
1 986	187	174	185	2 925	2 633	710	370	580	382	180	150	117	716

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зимние сутки				Летние сутки			
Час	$P_{t}^{зим}$	Мощность	Выработка	Час	$P_{t}^{лет}$	Мощность	Выработка
0	2999	0	0	0	2455	0	0
1	2947	17	17	1	2417	11	11
2	2924	28	39	2	2395	15	19
3	2926	41	77	3	2375	21	36
4	2963	41	79	4	2388	27	60
5	3067	71	226	5	2445	57	210
6	3211	73	242	6	2530	69	283
7	3329	74	247	7	2647	98	484
8	3374	92	394	8	2723	103	528
9	3361	97	433	9	2750	111	601
10	3328	100	468	10	2739	138	868
11	3305	110	571	11	2735	141	906
12	3302	115	632	12	2729	145	949
13	3293	121	720	13	2693	149	1004
14	3281	166	1338	14	2681	150	1015
15	3287	191	1725	15	2652	193	1666
16	3331	270	2978	16	2638	219	2080
17	3402	335	4083	17	2612	258	2740
18	3385	360	4546	18	2600	295	3397
19	3361	404	5365	19	2601	305	3592
20	3310	440	6087	20	2608	333	4158
21	3237	456	6423	21	2605	355	4610
22	3132	476	6878	22	2556	362	4773
23	3042	478	6924	23	2492	375	5063

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в МВт

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}$ , МВт	3202	3121	2980	2818	2678	2597	2596	2677	2817	2979	3120	3201
$P_{\text{max}}$ , МВт	3391	3307	3160	2992	2845	2761	2761	2845	2991	3159	3306	3391

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1 964	886	1,314	0,314	0,099	0,031
1 938	864	1,282	0,282	0,080	0,023
1 983	815	1,209	0,209	0,044	0,009
1 943	789	1,171	0,171	0,029	0,005
1 936	775	1,150	0,150	0,022	0,003
1 970	757	1,123	0,123	0,015	0,002
1 984	752	1,116	0,116	0,013	0,002
1 955	749	1,111	0,111	0,012	0,001
1 940	746	1,107	0,107	0,012	0,001
1 958	737	1,094	0,094	0,009	0,001
1 946	736	1,092	0,092	0,009	0,001
1 986	716	1,062	0,062	0,004	0,000
1 947	714	1,059	0,059	0,003	0,000
1 951	708	1,051	0,051	0,003	0,000
1 960	706	1,048	0,048	0,002	0,000
1 948	706	1,047	0,047	0,002	0,000
1 972	704	1,045	0,045	0,002	0,000
1 985	704	1,044	0,044	0,002	0,000
1 981	703	1,044	0,044	0,002	0,000
1 968	691	1,024	0,024	0,001	0,000
1 977	686	1,018	0,018	0,000	0,000
1 942	670	0,994	-0,006	0,000	0,000
1 978	664	0,986	-0,014	0,000	0,000
1 957	664	0,985	-0,015	0,000	0,000
1 980	656	0,973	-0,027	0,001	0,000
1 969	653	0,969	-0,031	0,001	0,000
1 971	652	0,968	-0,032	0,001	0,000
1 966	650	0,964	-0,036	0,001	0,000
1 974	645	0,957	-0,043	0,002	0,000
1 979	643	0,954	-0,046	0,002	0,000
1 967	642	0,952	-0,048	0,002	0,000
1 962	641	0,951	-0,049	0,002	0,000
1 944	640	0,950	-0,050	0,002	0,000
1 982	640	0,950	-0,050	0,002	0,000
1 965	632	0,938	-0,062	0,004	0,000
1 963	629	0,933	-0,067	0,005	0,000
1 976	627	0,931	-0,069	0,005	0,000
1 959	621	0,922	-0,078	0,006	0,000
1 945	621	0,921	-0,079	0,006	0,000

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{c}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1 950	617	0,916	-0,084	0,007	-0,001
1 956	617	0,915	-0,085	0,007	-0,001
1 939	616	0,914	-0,086	0,007	-0,001
1 953	614	0,911	-0,089	0,008	-0,001
1 941	610	0,905	-0,095	0,009	-0,001
1 937	602	0,894	-0,106	0,011	-0,001
1 975	591	0,877	-0,123	0,015	-0,002
1 949	587	0,872	-0,128	0,017	-0,002
1 954	586	0,870	-0,130	0,017	-0,002
1 952	578	0,858	-0,142	0,020	-0,003
1 973	572	0,848	-0,152	0,023	-0,003
1 961	564	0,836	-0,164	0,027	-0,004
Сумма	34391	51,026	0,026	0,577	0,056

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Годы	Qср год	Годы	Qср пол	Годы	Qср меж	P, %
1 964	886	1 936	3207	1 983	489	2
1 938	864	1 970	3132	1 945	444	4
1 983	815	1 960	3050	1 966	410	6
1 943	789	1 947	3036	1 958	409	8
1 936	775	1 981	2969	1 971	400	10
1 970	757	1 972	2967	1 940	399	12
1 984	752	1 943	2908	1 977	396	13
1 955	749	1 946	2904	1 939	367	15
1 940	746	1 986	2779	1 943	366	17
1 958	737	1 942	2685	1 955	364	19
1 946	736	1 951	2675	1 984	363	21
1 986	716	1 959	2407	1 978	360	23
1 947	714	1 976	2202	1 953	358	25
1 951	708	1 965	2161	1 956	355	27
1 960	706	1 952	2140	1 961	348	29
1 948	706	1 985	2114	1 941	334	31
1 972	704	1 980	1931	1 968	333	33
1 985	704	1 956	1928	1 944	332	35
1 981	703	1 975	1888	1 975	332	37
1 968	691	1 982	1805	1 979	332	38
1 977	686	1 973	1799	1 965	327	40
1 942	670	1 940	1788	1 973	326	42
1 978	664	1 968	1762	1 974	318	44
1 957	664	1 958	1721	1 951	315	46
1 980	656	1 950	1689	1 976	312	48
1 969	653	1 949	1553	1 986	304	50
1 971	652	1 984	1531	1 946	303	52

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

1 966	650	1 967	1490	1 964	301	54
Годы	Q <sub>ср год</sub>	Годы	Q <sub>ср пол</sub>	Годы	Q <sub>ср меж</sub>	P, %
1 974	645	1 964	1470	1 969	297	56
1 979	643	1 983	1467	1 962	291	58
1 967	642	1 963	1465	1 936	289	60
1 962	641	1 957	1419	1 957	286	62
1 944	640	1 953	1382	1 938	285	63
1 982	640	1 966	1369	1 970	282	65
1 965	632	1 969	1366	1 942	267	67
1 963	629	1 939	1363	1 952	266	69
1 976	627	1 948	1360	1 949	265	71
1 959	621	1 954	1332	1 959	264	73
1 945	621	1 974	1299	1 950	260	75
1 950	617	1 945	1289	1 982	252	77
1 956	617	1 938	1278	1 972	252	79
1 939	616	1 978	1272	1 981	250	81
1 953	614	1 979	1267	1 947	249	83
1 941	610	1 944	1257	1 948	238	85
1 937	602	1 971	1157	1 960	238	87
1 975	591	1 955	1133	1 937	235	88
1 949	587	1 962	1131	1 985	234	90
1 954	586	1 937	1117	1 980	231	92
1 952	578	1 977	1092	1 967	217	94
1 973	572	1 941	997	1 954	213	96
1 961	564	1 961	995	1 963	211	98

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{ВВ}}, \text{м}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$H_{\text{н}}, \text{м}$	$N_{\text{б}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$
I	124	15	109	35	1	34	32	200	57
II	99	14	85	35	1	34	25	200	57
III	115	12	103	35	1	34	30	200	57
IV	1881	16	1865	35	6	29	466	200	58
V	1960	26	1934	35	6	29	481	200	58
VI	312	15	297	35	1	33	86	200	58
VII	1167	15	1152	35	4	30	303	200	58
VIII	301	15	286	35	1	33	83	200	58
IX	278	10	268	35	1	33	77	200	58
X	287	10	277	35	2	32	78	200	57
XI	339	12	327	35	2	32	91	200	57
XII	309	14	295	35	2	32	83	200	57

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{н}}, \text{км}^3$	$\Delta V, \text{км}^3$	$V_{\text{к}}, \text{км}^3$	$Z_{\text{нач}}, \text{м}$	$Z_{\text{кон}}, \text{м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$N_{\text{расч}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
10	287	10	277	65	342	352	200	2678400	29,07	0,2	28,90	35,00	34,90	35,0	2,5	32,1	96	96
11	339	8	327	612	939	947	200	2592000	28,90	1,6	27,31	34,90	33,96	34,4	5,2	28,9	236	236
12	309	6	295	1094	1389	1395	200	2678400	27,31	2,8	24,48	33,96	32,23	33,1	6,6	26,2	317	317
1	124	5	109	1424	1533	1538	200	2678400	24,48	3,7	20,79	32,23	29,75	31,0	6,9	23,8	317	317
2	99	6	85	1139	1224	1230	200	2419200	20,79	3,0	17,83	29,75	28,32	28,6	6,1	22,2	236	236
3	115	8	103	365	468	476	200	2678400	17,83	0,9	16,89	28,32	27,93	27,1	3,2	23,6	96	96
4	1881	16	1865	-1681	184	200	200	2592000	16,89	-4,4	21,25	27,93	30,08	28,4	1,0	27,1	43	По ВХК
5	1960	26	1934	-1760	174	200	200	2678400	21,25	-4,6	25,81	30,08	33,05	31,6	1,0	30,3	46	По ВХК
6	312	15	297	-112	185	200	200	2592000	25,81	-0,3	26,10	33,05	33,23	33,1	1,0	31,9	51	По ВХК
7	1167	15	1152	-967	185	200	200	2678400	26,10	-2,5	28,60	33,23	34,73	34,0	1,0	32,7	53	По ВХК
8	301	15	286	-101	185	200	200	2678400	28,60	-0,3	28,87	34,73	34,89	34,8	1,0	33,5	54	По ВХК
9	278	10	268	-78	190	200	200	2592000	28,87	-0,2	29,07	34,89	35,00	34,9	1,0	33,7	56	По ВХК

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 1

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{н}}, \text{км}^3$	$\Delta V, \text{км}^3$	$V_{\text{к}}, \text{км}^3$	$Z_{\text{нач}}, \text{м}$	$Z_{\text{кон}}, \text{м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$N_{\text{расч}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
10	479	10	469	65	534	544	200	2678400	29,07	0,2	28,90	35,00	34,90	35,0	3,5	31,1	145	96
11	363	8	355	612	967	975	200	2592000	28,90	1,6	27,31	34,90	33,96	34,4	5,3	28,8	242	236
12	329	6	323	1090	1413	1419	200	2678400	27,31	2,8	24,49	33,96	32,23	33,1	6,6	26,2	322	317
1	189	5	184	1430	1614	1619	200	2678400	24,49	3,7	20,78	32,23	29,75	31,0	7,1	23,6	331	317
2	157	6	151	735	886	892	200	2419200	20,78	1,9	18,88	29,75	28,32	29,0	5,0	23,7	242	236
3	164	8	156	300	456	464	200	2678400	18,88	0,8	18,10	28,32	27,93	28,1	3,1	24,7	98	96
4	1285	16	1269	-1215	54	70	200	2592000	18,10	-3,1	21,25	27,93	30,08	29,0	0,4	28,3	13	По ВХК
5	2922	26	2896	-1755	1141	1167	200	2678400	21,25	-4,5	25,80	30,08	33,05	31,6	4,3	27,0	268	По ВХК
6	1153	15	1138	-117	1021	1036	200	2592000	25,80	-0,3	26,10	33,05	33,23	33,1	3,9	28,9	257	По ВХК

7	1200	15	1185	-967	218	233	200	2678400	26,10	-2,5	28,61	33,23	34,73	34,0	1,1	32,6	62	По ВХК
---	------	----	------	------	-----	-----	-----	---------	-------	------	-------	-------	-------	------	-----	------	----	--------

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$z_{\text{нач}}, \text{ м}$	$z_{\text{кон}}, \text{ м}$	$z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	$N_{\text{расч}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
8	444	15	429	-100	329	344	200	2678400	28,61	-0,3	28,87	34,73	34,89	34,8	1,6	32,9	94	По ВХК
9	303	10	293	-78	215	225	200	2592000	28,87	-0,2	29,07	34,89	35,00	34,9	1,1	33,6	63	По ВХК

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году по способу 2

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	t	$V_{\text{Н}}, \text{ км}^3$	$\Delta V, \text{ км}^3$	$V_{\text{К}}, \text{ км}^3$	$z_{\text{нач}}, \text{ м}$	$z_{\text{кон}}, \text{ м}$	$z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	$N_{\text{расч}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
4	1285	16	1269	-1215	54	70	200	2678400	18,10	-3,1	21,25	27,93	30,08	29,0	0,6	28,1	13	По ВХК
5	2922	26	2896	-1755	1141	1167	200	2592000	21,25	-4,5	25,80	30,08	33,05	31,6	5,9	25,3	251	По ВХК
6	1153	15	1138	-115	1023	1038	200	2678400	25,80	-0,3	26,10	33,05	33,23	33,1	5,5	27,3	243	По ВХК
7	1200	15	1185	-967	218	233	200	2678400	26,10	-2,5	28,60	33,23	34,73	34,0	1,8	31,9	61	По ВХК
8	444	15	429	-105	324	339	200	2419200	28,60	-0,3	28,87	34,73	34,89	34,8	2,4	32,1	90	По ВХК
9	303	10	293	-70	223	233	200	2678400	28,87	-0,2	29,06	34,89	35,00	34,9	1,8	32,9	64	По ВХК
10	479	10	469	67	536	546	200	2592000	29,06	0,2	28,88	35,00	34,90	34,9	2,4	32,3	151	96
11	363	8	355	610	965	973	200	2678400	28,88	1,6	27,30	34,90	33,96	34,4	3,7	30,4	255	236
12	329	6	323	1085	1408	1414	200	2592000	27,30	2,8	24,49	33,96	32,23	33,1	4,9	27,9	342	317
1	189	5	184	1430	1614	1619	200	2678400	24,49	3,7	20,78	32,23	29,75	31,0	5,3	25,4	357	317
2	157	6	151	735	886	892	200	2678400	20,78	1,9	18,88	29,75	28,32	29,0	3,5	25,2	195	236
3	164	8	156	194	350	358	200	2592000	18,88	0,5	18,37	28,32	27,93	28,1	1,6	26,2	80	96

## Окончание приложения Б

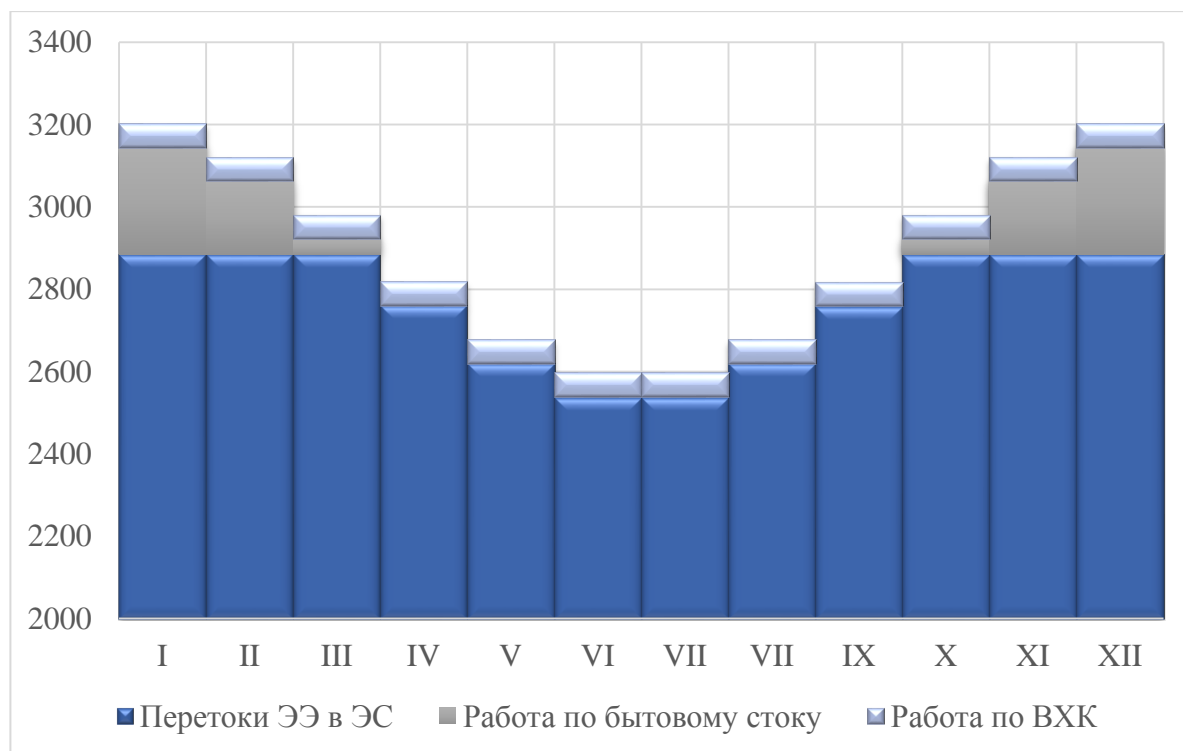


Рисунок Б.1 – Годовой график среднемесячных мощностей



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду							
	8	8,5	9	9,5	10	10,6	6,3	6,7
$D_1, \text{ м}$	8	8,5	9	9,5	10	10,6	6,3	6,7
$\eta_T, \text{ о.е.}$	0,915	0,916	0,917	0,917	0,918	0,918	0,913	0,913
$N'_a, \text{ МВт}$	95,893	108,332	121,533	135,497	150,223	168,902	59,295	67,115
$z'_a$	3,619	3,203	2,855	2,561	2,310	2,054	5,852	5,170
$z_a$	4	4	3	3	3	3	6	6
$N_a, \text{ МВт}$	86750	86750	115667	115667	115667	115667	57833	57833
$\Delta l$	1,040	1,041	1,042	1,042	1,043	1,044	1,037	1,038
$n, \text{ об/с}$	74,405	70,054	66,184	62,720	59,602	56,247	94,345	88,747
$n_{\text{синх}}, \text{ об/с}$	75	71,4	68,2	62,7	60	60	93	90,9
$n'_{I \text{ max}}, \text{ об/с}$	131,55	133,01	134,48	130,46	131,38	139,21	128,64	133,67
$n'_{I \text{ p}}, \text{ об/с}$	126,00	127,40	128,81	124,96	125,84	133,34	123,22	128,03
$n'_{I \text{ min}}, \text{ об/с}$	102,10	103,24	104,38	101,26	101,97	108,05	99,85	103,75
$Q'_I \cdot \eta_{\text{расч}}$	1,399	1,240	1,474	1,323	1,194	1,063	1,504	1,330
$Q'_I \cdot \eta_{\text{max}}$	0,745	0,660	0,784	0,704	0,635	0,566	0,800	0,708

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду					
	6,7	8	8,5	9	9,5	10
$D_1, \text{ м}$	6,7	8	8,5	9	9,5	10
$\eta_T, \text{ о.е.}$	0,910	0,913	0,913231	0,914	0,914	0,915
$N'_a, \text{ МВт}$	64,129	91,637	103,5283	116,148	129,498	143,577
$z'_a$	5,411	3,787	3351,74	2,988	2,680	2,417
$z_a$	6	4	4	3	3	3
$N_a, \text{ МВт}$	57833	86750	86750	115667	115667	115667
$\Delta l$	1,021	1,023	1,023802	1,025	1,025	1,026
$n, \text{ об/с}$	86,60	72,61	68,363	64,59	61,21	58,17
$n_{\text{синх}}, \text{ об/с}$	88,2	75	68,2	65,2	62,5	60
$n'_{I \text{ max}}, \text{ об/с}$	130,79	132,65	128,11	129,63	131,12	132,46
$n'_{I \text{ p}}, \text{ об/с}$	125,28	127,05	122,71	124,17	125,59	126,88
$n'_{I \text{ min}}, \text{ об/с}$	101,51	102,95	99,43	100,61	101,77	102,81
$Q'_I \cdot \eta_{\text{расч}}$	1,330	1,399	1,2397	1,474	1,323	1,194
$Q'_I \cdot \eta_{\text{max}}$	0,708	0,745	0,6596	0,784	0,704	0,635

Окончание приложения В

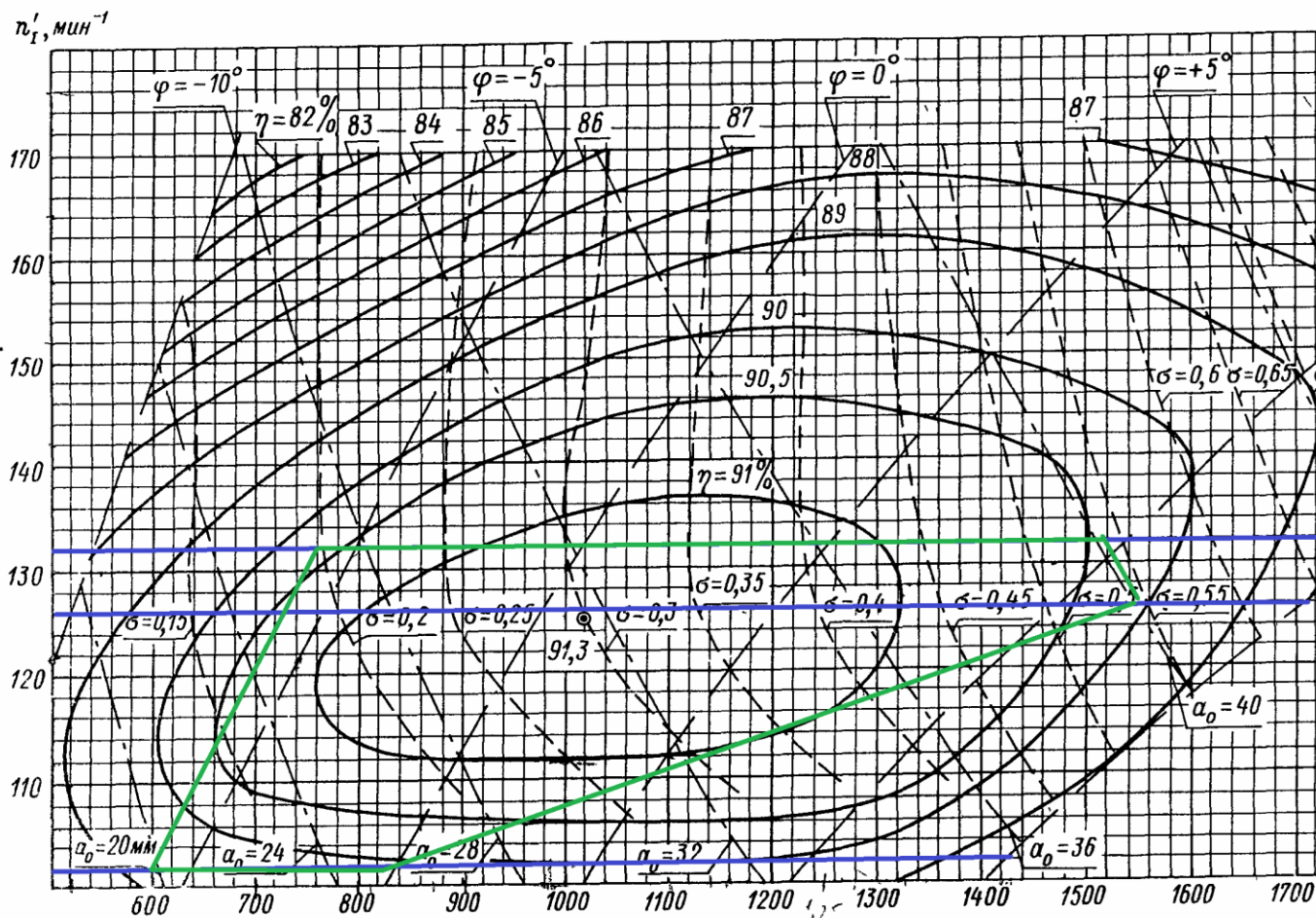


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ40а-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключений

Наименование защиты	Обозначение	Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-110 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$								
Диф. защита, поперечн.	$I_{\Delta >}$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$						+	
		$t_2$					+		
		$t_3$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $_1$	+	+					
		2 ступень $_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		О Т С	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступ.	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		отсечка		+	+				

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Продольная диф.защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	1,4 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	4,6 А	
		Тормозной ток, В	$2 \cdot I_H$	18,3 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,6 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	1,4 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,66 \cdot I_H$	0,6 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	9,8 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	10,1 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	11,2 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,16	0,38 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,32	0,77 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,7 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,8 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,5 А

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Охрана труда

Таблица Д.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Изъятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	<ul style="list-style-type: none"> <li>– формирование новой береговой линии;</li> <li>– подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов;</li> <li>– изъятие минеральных ресурсов;</li> <li>– изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов;</li> <li>– наведенная сейсмичность;</li> <li>– переработка берегов;</li> <li>– переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны.</li> </ul>	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве Салаватской гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 29 км <sup>3</sup> . Локальное изменение климата	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таежной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунально-бытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду

Окончание приложения Д

## Окончание таблицы Д.1

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации	Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла	Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла	Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду
Освоение береговой зоны водохранилища	-	<p>Организация:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод;</li> <li>– водоохраных зон с комплексом технологических, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов;</li> <li>– установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции;</li> <li>–установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки;</li> <li>– основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод и соответствующих сооружений на них.</li> <li>– отлов и переселение диких животных;</li> <li>– организация прибрежных водоохраных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.</li> </ul>

## Приложение Е

### Требования к энергетическим маслам

Таблица Е.1 – Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающая область нормального состояния	предельно-допустимое	
1 Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Электрооборудование:			
	до 15 кВ включ.	-	20	
	до 35 кВ включ.	-	25	
	от 60 до 150 кВ включ.	40	35	
	от 220 до 500 кВ включ.	50	45	
	750 кВ	60	55	
2 Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,07	0,25	Возможно определение по ГОСТ 11362 с применением автоматических титраторов
3 Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4 Влагосодержание: по ГОСТ Р МЭК 60814, % масс. (г/г, мг/кг, ppm.), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,0015 (15)	0,0020 (20)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера по ГОСТ 24614, ГОСТ 7822 или методом газовой хроматографии в соответствии с [12] (приложение М)
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	-	0,0020 (20)	
по ГОСТ 1547 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутстви е	
5 Содержание механических примесей:				Класс промышленной чистоты определяется по наибольшему значению

Продолжение приложения Е

Окончание таблицы Е.1

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
6 Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581, %, не более, при температуре 70°C/90°C	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы:			Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Норма tgδ при 70°C факультативна
	110-150 кВ включ.	8/12	10/15	
	220-500 кВ включ.	5/8	7/10	
	750 кВ	2/3	3/5	
7 Содержание водорастворимых кислот методом объемного титрования, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включ.	0,014	-	Количественное определение выполняют при наличии ВРК в масле (по ГОСТ 6307). При превышении нормы принять меры по восстановлению качества масла
	Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включ.	0,030	-	
8 Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (ионол) ГОСТ Р МЭК 60666, % масс., не менее	Трансформаторы и негерметичные маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,1	-	При снижении ниже нормы принять меры по восстановлению качества масла *
9 Содержание шлама, % масс., не более, весовым методом	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, 110 кВ и выше	-	0,005	Определение данного показателя производится при превышении значения 0,07 мг КОН/г масла
10 Газосодержание в соответствии с инструкциями изготовителя, % объема, не более (методом газовой хроматографии)	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	
Примечания: * Стабилизация масла присадкой выполняется после определения восприимчивости масла к присадке в лабораторных условиях.				



## Продолжение приложения Е

Таблица Е.2 – Требования к качеству свежих нефтяных турбинных масел класса вязкости 46 для гидроагрегатов

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла			Методы испытаний
	Тп-30 по ГОСТ 9972	Импортовое*	ИСО 8068 [7]	
1) Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре 40°С	41,4-50,6	41,4-50,6	41,4-50,6	ГОСТ 33
2) Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,5	*	0,2	ГОСТ 5985, возможно определять по ГОСТ 11362
3) Стабильность против окисления при 150°С, 15 ч и расходе кислорода 5 дм <sup>3</sup> /ч – кислотное число, мгКОН/г – массовая доля осадка, %	0,5 0,01	0,5 0,01	*	ГОСТ 981
4) Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	190	190	186	ГОСТ 4333
5) Температура застывания, °С, не выше	Минус 10**	Минус 6**	Минус 6	ГОСТ 20287
6) Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	*	-	ГОСТ 6307
7) Время деэмульсации, с, не более	210	*	*	ГОСТ 12068
8) Коррозия на стальных стержнях	Отсутствие			ГОСТ 19199
9) Содержание механических примесей, % масс., не более	0,005 (отсутствие)			ГОСТ 6370
10) Содержание воды, % масс., не более	0,03 (отсутствие)		0,02	ГОСТ Р МЭК 60814, возможно определять по ГОСТ 2477
11) Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> , не более	895	*	*	ГОСТ 3900
12) Класс промышленной чистоты, не более - для системы регулирования - для системы смазки	11 13	11 13	*	ГОСТ 17216 (приложения А, В и Г), ГОСТ ИСО 4407
13) Массовая доля серы, % не более	0,8		-	ГОСТ 1437, возможно определять по ГОСТ Р 53203 и ГОСТ Р 51947
14) Содержание присадки АГИДОЛ-1 (ионол), % масс., не менее	0,5**	*	-	Определение данного показателя в соответствии с [9] или [11]
15) Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М2 по ГОСТ 859 в течении 3 ч при 100 °С	Выдерживает***			ГОСТ 2917***

Окончание приложения Е

\* Определяется требованием спецификации соответствия изготовителя на конкретную марку масла или требованиями ИСО 8068

\*\* Приведенные нормы не являются браковочными, определение выполняют по решению технического руководителя ГЭС

\*\*\* Испытание выдерживает если цвет пластины относится к группе 1



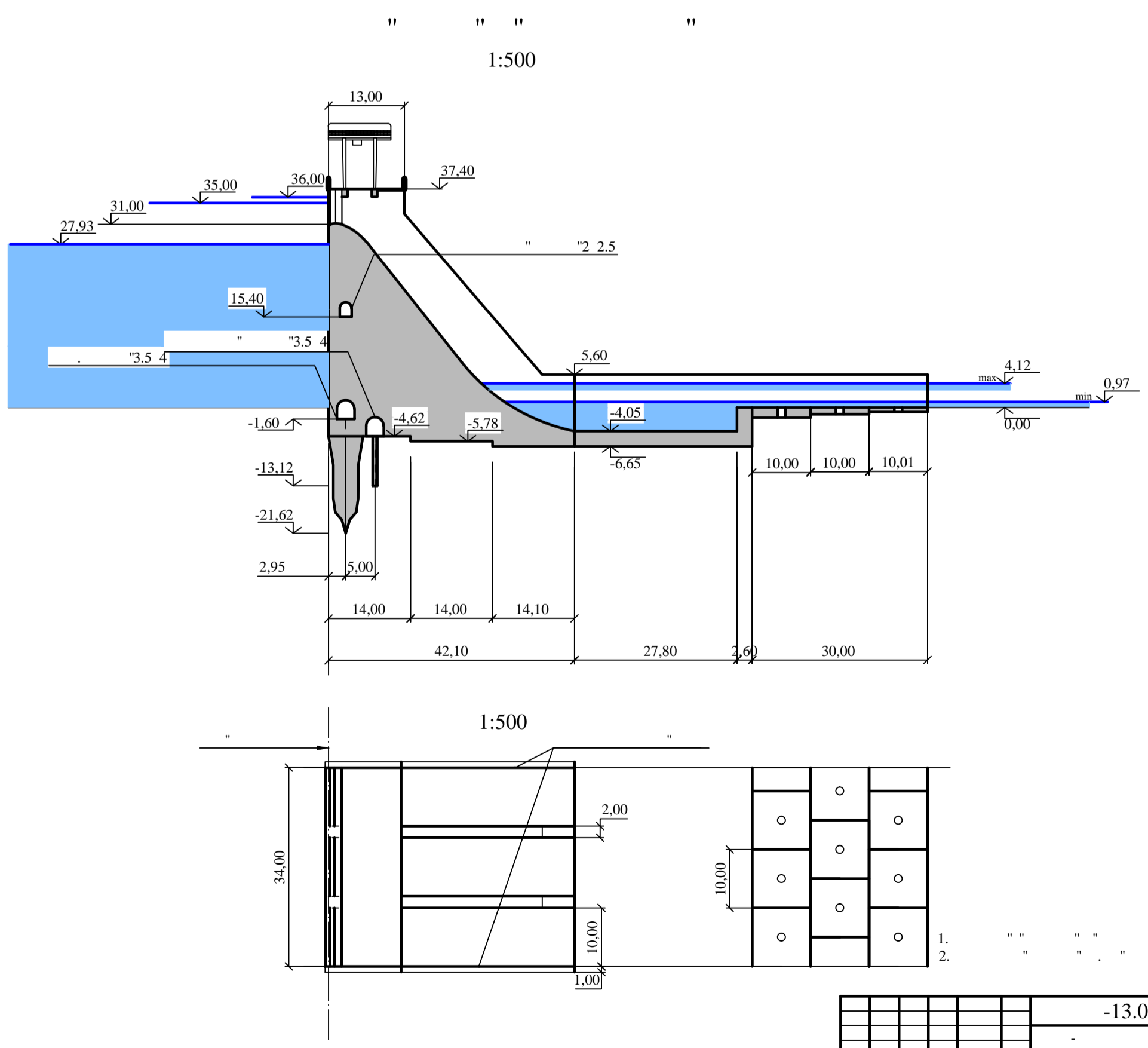






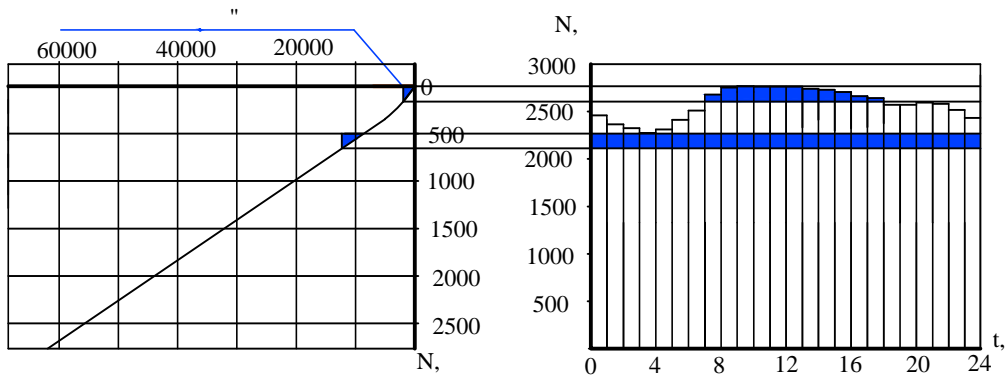
Согласовано

Имя, № подл. Подпись и дата. Имя, инв. №

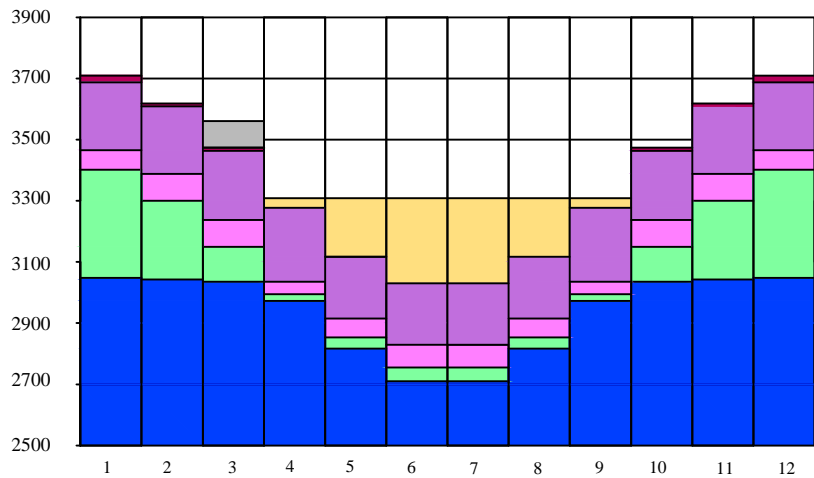
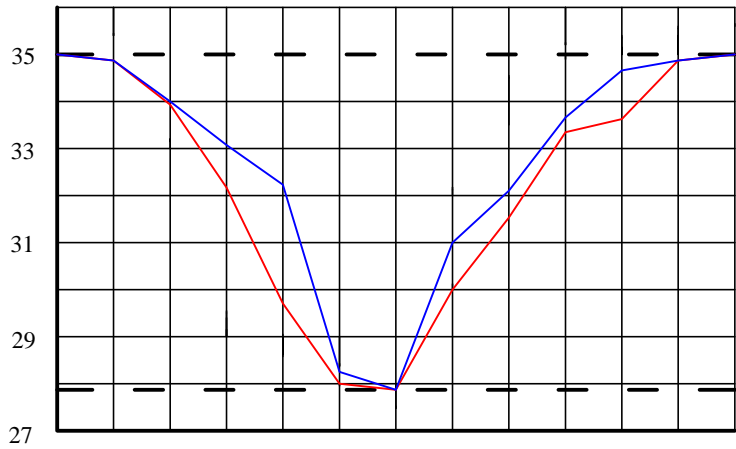


		-13.03.02 - 1203245 - 2	
Разраб.			
Провер.			
Т.контр.			
И.контр.			
Утв.			
		1	1
		ГЭСЭС, 2016	

Формат



"N = 301 ;  
 "N = 347 ;  
 = 2,005 " \* ;  
 " 35 ;  
 " 27,9 ;  
 " " " 27,09 %

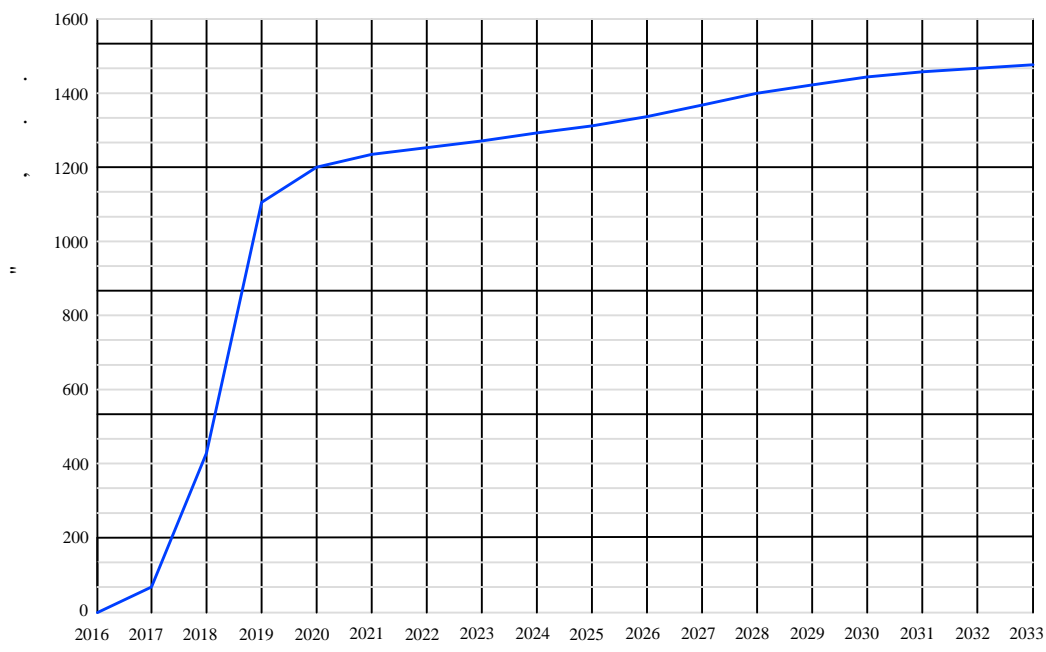


— " " " 90%  
 — " " " 50%

■ " "  
 ■ " "  
 ■ " "  
 ■ " "



" - " " " "



"	13,5
" ,	66
" " , %	34,39
" " , . .	7065
"	2,77
" , / *	0,21
" , /	34126

