

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

### **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕМЧИКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХЕМЧИК. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИЗ СНЕЖНЫХ МЕТЕЛЕЙ И ПЫЛЕВЫХ БУРЬ**

Руководитель	_____	Кандидат технических наук Саяно-Шушенского филиала СФУ должность, ученая степень	Р.Ю. Беляев инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Е.П. Мироненко
инициалы, фамилия	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хемчикской ГЭС на реке Хемчик. Исследование потенциальной возможности извлечения электрической энергии из снежных метелей и пылевых бурь».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ХЕМЧИКСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла .....	10
1.2 Гидрологические данные.....	10
1.3 Данные по энергосистеме.....	11
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	13
2.1 Регулирование стока воды .....	13
2.1.1 Исходные данные .....	13
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	13
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.4 Выбор расчетного средневодного года.....	15
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года .....	16
2.1.6 Определение типа регулирования .....	18
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов .....	19
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса .....	19
2.2.2 Баланс энергии.....	20
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Хемчикской ГЭС в маловодном году .....	20
2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС .....	21
2.2.5 Баланс мощности.....	21
2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы Хемчикской ГЭС в средневодном году, определение среднесуточной выработки.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	24
3.1 Построение режимного поля.....	24
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	25
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	30
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора. ....	30
3.5.1 Расчет вала на прочность .....	31
3.5.2 Расчет подшипника .....	31
3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	33
3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала .....	33
4 Электрическая часть .....	33
4.1 Исходные данные .....	33
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	34
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	34
4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.. .....	34

4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком .....	36
4.3.3	Выбор общеагрегатных и общестанционных нужд станции .....	38
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	38
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	40
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	41
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	41
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	43
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	44
4.8	Выбор и проверка оборудования.....	45
4.8.1	Выбор генераторных выключателей и разъединителей на напряжение 10,5 кВ .....	45
4.8.2	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора .....	46
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	46
4.8.4	Выбор вспомогательного электрооборудования .....	47
4.8.5	Выбор электроаппаратов на напряжение 220 кВ.....	47
5	Релейная защита и автоматика.....	48
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	48
5.2	Параметры защищаемого оборудования .....	50
5.3	Расчёт номинальных токов. ....	51
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	51
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	52
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0))	54
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	57
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	57
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I1) .....	61
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	63
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	66
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	67
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	69
6	Состав и компоновка сооружений.....	71
6.1	Проектирование бетонной водосливной плотины .....	71
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	71
6.1.2	Определение отметки гребня бетонной плотины .....	71
6.2	Гидравлические расчёты .....	73
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта. ....	73
6.2.1	Определение отметки гребня водослива. ....	75

6.2.1 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	77
6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	80
6.2.5 Расчет водобойного колодца.....	81
6.3 Конструктивные элементы плотины .....	83
6.3.1 Расчет водобойной плиты .....	83
6.3.2 Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.3.3 Дренаж в теле бетонной плотины .....	84
6.3.4 Противофильтрационные устройства в основании .....	85
6.3.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	86
6.3.6 Быки.....	87
6.3.7 Устои .....	87
6.3.8 Галереи в теле плотины .....	87
6.3.9 Рисберма.....	88
6.3.10 Фильтрационный расчет.....	88
6.3.11 Пропуск расходов через глубинные водосбросы .....	89
6.4 Статические расчёты плотины.....	90
6.4.1 Вес сооружения .....	90
6.4.2 Сила гидростатического давления воды.....	91
6.4.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления .....	92
6.4.4 Давление грунта .....	92
6.4.5 Волновое давление.....	94
6.5 Расчёт прочности плотины.....	94
6.6 Критерии прочности плотины .....	97
6.7 Расчёт устойчивости плотины .....	97
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	98
7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	98
7.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	99
7.3 Налоговые расходы.....	101
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	102
7.5 Анализ денежных потоков .....	103
7.6 Оценка инвестиционного проекта.....	104
7.6.1 Методология, исходные данные.....	105
7.6.2 Коммерческая эффективность .....	105
8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Хемчикского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность .....	105
8.1 Общие сведения о районе строительства .....	106
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	106
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	108
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	108
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	109
8.6 Пожарная безопасность .....	110
8.7 Требования по охране труда и технике безопасности.....	111

Исследование потенциальной возможности извлечения электрической энергии из снежных метелей и пылевых .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.1 Введение.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.2 Принцип работы .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.3 Концепты.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.3.1 Концепция «Windstalk» .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.3.2 Проект фасадной системы.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9.4 Дальнейшее совершенствование .....	112
9.5 Применение.....	113
9.6 Заключение .....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	131

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ХЕМЧИКСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС ..... Хемчик;
2. Наименование реки ..... Хемчик;
3. Местонахождение ГЭС ..... Республика Тува;
4. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 119 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 250 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 1% ..... 991 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 1295 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 150 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 597 м;  
ФПУ ..... 598 м;  
УМО ..... 585,67 м
  - в) объемы:  
полный ..... 1,5 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 0,67 км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 45 м;
  - б) расчетный ..... 40 м;
  - в) минимальный ..... 33,4 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 88 МВт;  
гарантированная ..... 46 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 364,9 млн. кВт·ч;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 101 м / 50 м;
  - б) правобережная глухая ..... 107 м / 50 м;
  - в) стационарная ..... 51 м / 50 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную ..... 12 м / 50 м;
  - д) водосливная ..... 36 м / 50 м;
10. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 2 отверстия 8×5;
  - в) общая длина ..... 20 м;
  - г) максимальная высота ..... 50 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецеидальная;

г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;

12. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ50-В-355;

б) тип генератора ..... ВГС-525/125-28;

в) мощность генератора ..... 26,9 МВт;

г) частота вращения ..... 214,3 об/мин;

д) тип трансформаторов ..... ТДН-40000/220-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

а) сметная стоимость ГУ ..... 8,38 млрд. руб.;

б) удельные показатели ..... 95227 руб./кВт;

в) себестоимость энергии ..... 20 коп/кВт·ч;

г) срок окупаемости ..... 6 лет.



## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика – основная отрасль для экономического развития страны, т.к. без генерации большого количества энергии осуществить энергоемкие предприятия (заводы, фабрики и т.д.) невозможно. Помимо энергоснабжения гидроэлектростанция решает ряд важных проблем: защита от наводнений в период половодья, орошение земель и др. У гидростанции есть свои преимущества: использование возобновляемой энергии, дешевая электроэнергия, отсутствие вредных выбросов в атмосферу, быстрая выдача мощности после включения станции, смягчение климата вблизи станции. Но есть и недостатки: затопление пахотных земель, сокращение популяций животных и птиц, затопление леса. Но если всё правильно спроектировать, принять меры по охране природы, то станция не будет приносить проблем.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, найти оптимальные проектные решения.

## 1 Общие сведения

### 1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Хемчикская ГЭС располагается в республике Тува. Данный район характеризуется резко континентальным климатом. Лето умеренно тёплое в горах, и жаркое в котловинах. Зимой температура воздуха обычно падает до  $-30—40$  °С; летом поднимается до  $+25—35$  °С; абсолютный минимум/максимум  $-59/+38$ . Среднегодовое количество осадков составляет от 200 мм в котловинах, и до 1000 мм в горах.

### 1.2 Гидрологические данные

Хемчик – река в республике Тува, имеет протяженность 320 км, и площадь бассейна 27000 квадратных километров. Берет свое начало из Шапшальского хребта и впадает в реку Енисей. Хемчикский гидроузел располагается между двух горных систем — Западный Саян с севера и Западный Танну-Ола с юга, рядом с проектируемой станцией имеется населенный пункт Шагонар.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Хемчик за период 1922 – 1971 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно  $119\text{м}^3/\text{с}$ .

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа	
$Z_{ВБ}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	$Z_{НБ}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
549,99	0	550	0
567,03	0,2	562	1801
578,94	0,4	574	4238
586,54	0,6	585	7293
590,99	0,8	595	11051
593,50	1	597	12631
595,06	1,2		
596,35	1,4		
597,65	1,6		

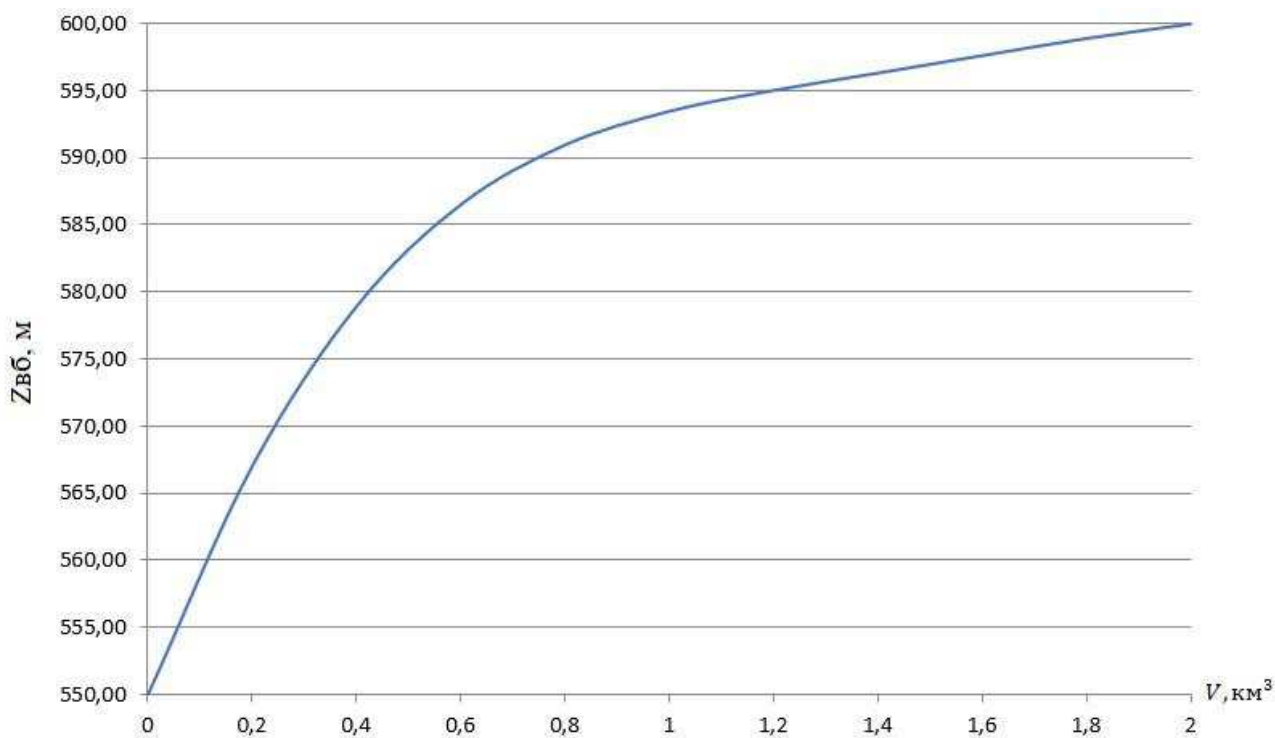


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

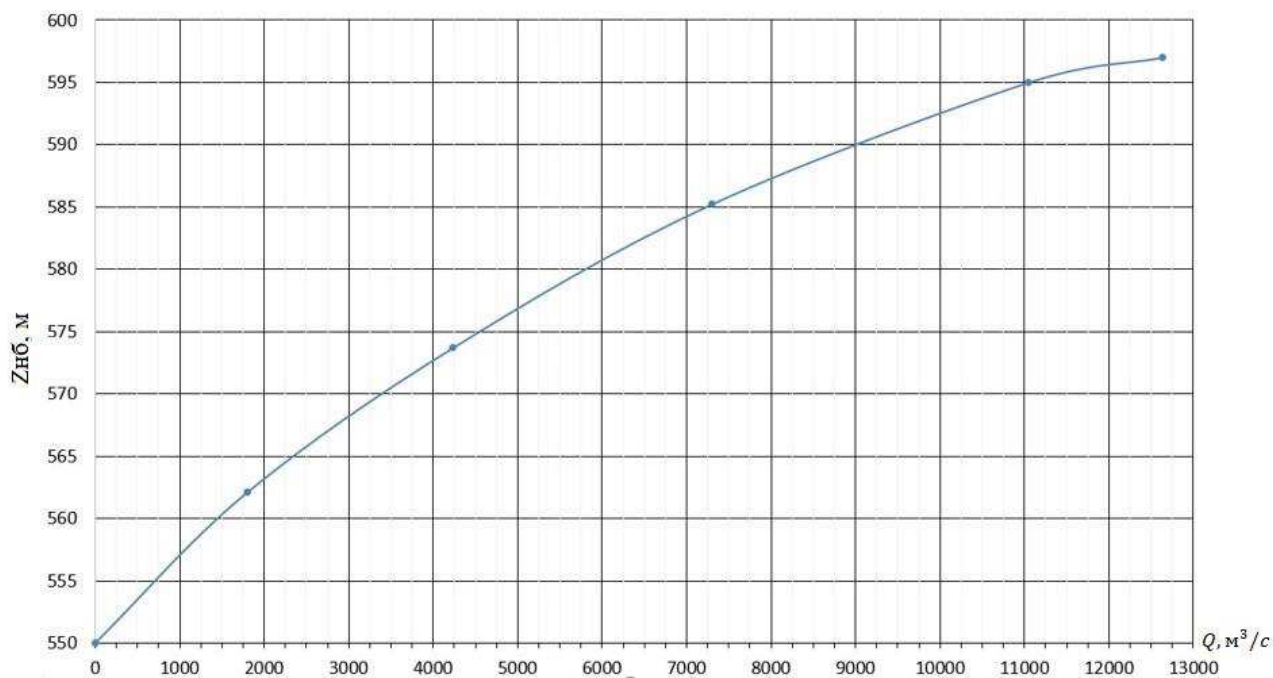


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.3 Данные по энергосистеме

Хемчикская ГЭС предназначена для работы в составе Тувинской ИЭС. Выработка электроэнергии может быть использована для обеспечения региона, так как регион является дефицитным. На территории республики Тува расположена одна ТЭЦ мощностью 17 МВт. В 2011 году завершено строительство ЛЭП 220 кВ ПС «Чадан» — ПС «Кызылская». В 2014 году

завершена модернизация обеих указанных подстанций. Общий переток электроэнергии в Республику может достигать теперь 280 МВт мощности, из которых до 100 МВт может передаваться в Западную Монголию.

Годовой максимум нагрузки: 300 МВт;

Коэффициент мощности  $kN=8,7$ .

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Энергосистема: Тувинская ИЭС.

Годовой максимум нагрузки: 300 МВт

Схема использования реки: Одиночная ГЭС.

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в Н: 0,8.

Коэффициент мощности: 8,8

Потери напора в подводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,4$  м.

НПУ гидроузла:  $Z = 597,0$  м.

ДНО гидроузла:  $Z = 550,0$  м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего бьефа, а также кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, таблица 1.1 и 1.2, рисунок 1.1 и 1.2); Ряд гидрологических наблюдений за рекой Хемчик за период 1922 – 1971 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные потери воды из водохранилища и расходы на ВХК

Т, мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	1	1	1	3	2	1	1	1	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	0	-3	-5	0	0	0	0	0	2	2
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	0	0
$Q_{\text{сум}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	2	-1	2	9	8	7	7	7	3	3
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	45	45	45	90	90	90	90	90	90	45	45	45

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Далее вычисляем коэффициент  $K$ :

$$K = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  –  $n$ -ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$  – средний многолетний максимальный расход.

Рассчитываем коэффициент вариации  $C_v$  и коэффициент асимметрии  $C_s$ .

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{50}} = \sqrt{\frac{2,14}{50}} = 0,2068 \approx 0,207 \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_v^3} = \frac{0,365}{50 \cdot 0,207^3} = 0,826 \approx 0,83 \quad (2.3)$$

Вычисляем среднюю квадратическую ошибку определения  $C_v$ ,  $C_s$ .  
Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot C_v^2}}{\sqrt{2 \cdot (n-1)}} * 100\% = \pm \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,207^2}}{\sqrt{2 \cdot (50-1)}} * 100\% = 18,14\% \quad (2.4)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6 \cdot C_v^2+5 \cdot C_v^4}}}{C_s} * 100\%; \quad (2.5)$$

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,207^2+5 \cdot 0,207^4}}{0,83} * 100\% = 47,16\%.$$

Обе ошибки являются допустимыми для данного ряда.  
Заполняем таблицу 2.2, используя следующие формулы:

$$M_s = \varphi \cdot C_v; \quad (2.6)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{ср max} \cdot K_s; \quad (2.8)$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

P%	Ф	$M_s$	$K_s$	$Q_s, \text{ м}^3/\text{с}$	Расчетный случай
1	3,05	1,58	2,58	991	Основной
0,1	4,58	2,37	3,37	1295	Поверочный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Целесообразно разделить года на 2 основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяца составят маловодный период. Для всех лет

заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы; к периоду межени относятся IV, X, XI, XII, I, II, III месяцы).

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.9) вычисляем обеспеченности.

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \quad (2.9)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n=50$  – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

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

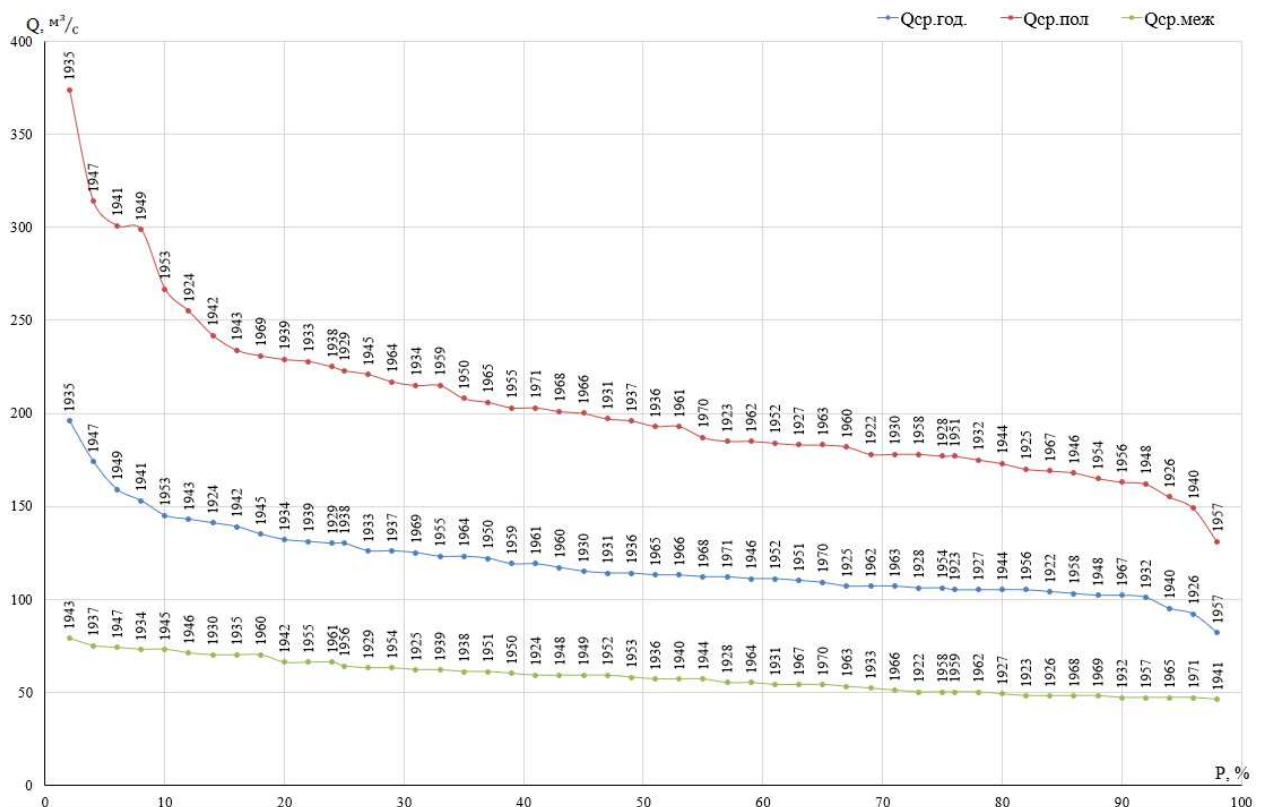


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.4 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%. Берем 1936, 1965 и годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. год, который требует меньшую корректировку расходов

1936 год:

$$K_M = \frac{Q_{м.баз}}{Q_{1936}} = \frac{57,5}{57} = 1,01$$

(2.10)

$$K_{II} = \frac{Q_{п.баз}}{Q_{1936}} = \frac{194,5}{193} = 1,01$$

(2.11)

1965 год:

$$K_M = \frac{Q_{м.баз}}{Q_{1965}} = \frac{57,5}{47} = 1,22$$

$$K_{II} = \frac{Q_{п.баз}}{Q_{1965}} = \frac{194,5}{206} = 0,94$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1936 г.

### 2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Определяем год расчетной обеспеченности: 1967. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{м.баз}}{Q_{1967}} = \frac{47}{54} = 0,87$$

$$K_{II} = \frac{Q_{п.баз}}{Q_{1967}} = \frac{163}{169} = 0,96$$

Выбрав, окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты (таблица 2.3, таблица 2.4). Расчетный маловодный год не уточняем так как оба коэффициента приведения получились меньше единицы.



Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	31	32	34	42	121	224	217	210	192	104	82	76

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год (P=90%) без приведения

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	45	47	51	126	143	194	181	151	124	62	56	50

В средневодном году имеем 5 месяцев, в которых расходы меньше, чем в маловодном году (I–V месяцы). Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду. В таблице 2.5 отражены значения расчетного средневодного года (P=50%) без корректировки и с корректировкой.

Таблица 2.5 – Расчетный средневодный год (P=50%) без корректировки и с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{нпр}} 50\%, \text{м}^3/\text{с}$	31	32	34	42	121	224	217	210	192	104	82	76
$Q_{\text{икор}} 50\%, \text{м}^3/\text{с}$	51	52	54	141	143	214	197	160	125	94	77	70

По скорректированным данным таблицы 2.5 и данным таблицы 2.4, строится расчетный гидрограф, рисунок 2.2.

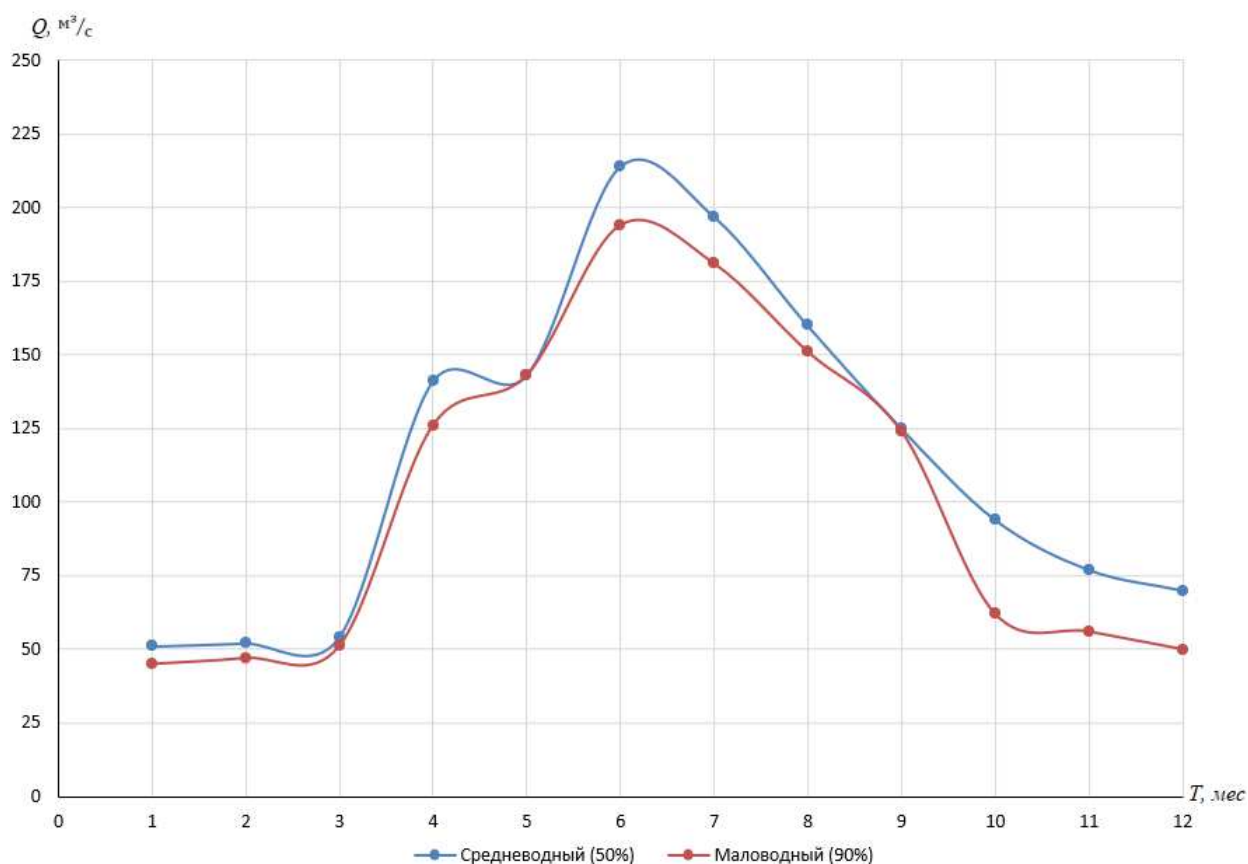


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.1.6 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 585,67 м. Объемы соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

$$\begin{aligned}V_{\text{НПУ}} &= 1,5 \text{ км}^3; \\V_{\text{УМО}} &= 0,67 \text{ км}^3;\end{aligned}$$

Тогда полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 1,5 - 0,57 = 0,93 \text{ км}^3; \quad (2.12)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗН}}}{\bar{W}}, \quad (2.13)$$

где  $\bar{W}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.

$$\bar{W} = \overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t, \quad (2.14)$$

где  $\overline{Q_{\text{многолет}}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;  
 $t$  – число секунд в году.

$$\bar{W} = \overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t = 120 \cdot 31536000 = 3,78 \text{ км}^3;$$

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗН}}}{\bar{W}} = \frac{0,93}{3,78} = 0,25.$$

Для годичного регулирования значение коэффициента  $\beta$  должно быть в пределах  $\beta=0,1 - 0,3$ , в нашем случае данное условие выполняется. Имеем водохранилище годичного регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года (1967 г.) и принятой обеспеченности вычисляем мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пол быт}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.15)$$

где  $k_N = 8,8$  – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол быт}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года:

$$Q_{\text{пол быт}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}}), \quad (2.16)$$

где  $Q_{\text{исп}}$  – потери расхода на испарение воды в водохранилище;

$Q_{\text{лед}}$  – потери расхода на льдообразование в водохранилище;

$Q_{\text{ф}}$  – потери расхода на фильтрацию;

$Q_{\text{сумм}}$  – суммарные потери расхода;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор на ГЭС:

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.17)$$

где  $Z_{\text{вб}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=597м;

$Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным кривым связи (в соответствии с рисунком 1.2).

Для определения  $Z_{\text{нб}}$  – воспользуемся кривыми связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла, построенными в пункте 1.3.

На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.18)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчетов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

### 2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Тувинской изолированной энергосистемы.

Возьмем за основу годовой график средних мощностей, значения которого представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Годовой график средних нагрузок Тувинской ИЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{ср}}$ , МВт	224	219	208	197	187	181	181	186	196	208	218	224

Так как в данной системе нет существующих ГЭС, то следующим шагом на графике откладываем  $N_{\text{ВХК}}$  и  $N_{\text{быт}}$ . После на графике баланса энергий (плакат «Использование водной энергии») проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключенная между линией гарантированной мощности и  $N_{\text{ВХК}}$  была равна мощности  $N_{\text{избыток}}$ .

В таблице 2.7 можно увидеть значения гарантированной мощности для каждого месяца.

Таблица 2.7 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$ , МВт	46	40	32	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	32	40	46

Так же по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором линия гарантированной мощности находится ниже  $N_{\text{быт}}$ , будет являться месяцем начала сработки. В нашем случае это Xмесяц.

### 2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Хемчикской ГЭС в маловодном году

Данный расчет сводится к определению периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год. Начало сработки водохранилища было определено – X месяц.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{\text{НПУ}}=597$  м и  $V_{\text{н}} = 1,5$  км<sup>3</sup>.

Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведен в приложении Б, таблица Б.3. Отметка верхнего бьефа в начале сработки равна отметке верхнего бьефа в конце наполнения водохранилища. В результате сработки уровень мертвого объема  $\nabla_{УМО} = 585,67$ .

#### 2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС

Сначала определим рабочую мощность Хемчикской ГЭС для декабря (января). Чтобы найти рабочую мощность ГЭС для каждого месяца работы, необходимо использовать ИКН для этих месяцев. Так как ИКН для зеркальных месяцев схожи, то мы с некоторым приближением считаем их одинаковыми. Тогда для декабря и января нам понадобится одна ИКН. Также необходимо посчитать суточную выработку ГЭС при гарантированной мощности.

$$\mathcal{E}_{сут}^{XII} = N_{сут}^{XII} \cdot 24 = 224 \cdot 10^3 \cdot 24 = 5,376 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.19)$$

Подсчитав суточную выработку, откладываем ее на ИКН (горизонтальный катет). Вертикальный катет, опущенный вниз до пересечения с ИКН, и будет искомой рабочей мощностью.

В итоге из графика нагрузки совмещенного и ИКН (Рисунок Б.1) получаем, что рабочая мощность ГЭС в декабре и январе равна 82 МВт. Здесь же можно сделать вывод, что зона работы Хемчикской ГЭС расположена как в пиковой, так и в базовой частях суточного графика нагрузки (для декабря и января).

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}, \quad (2.20)$$

где  $N_{раб}^{ГЭС}$  – рабочая мощность, определенная по январю;

$N_{рез}^{ГЭС}$  – резерв для станции.

Резервную мощность находим по формуле:

$$N_{рез}^{ГЭС} = 0,08 \cdot N_{раб}^{ГЭС}, \quad (2.21)$$

Найдем установленную мощность Хемчикской ГЭС:

$$N_{уст}^{ГЭС} = 82 + 0,08 \cdot 82 = 88 \text{ МВт.}$$

#### 2.2.5 Баланс мощности

Основой для построения баланса мощности служит годовой график максимальных мощностей (Максимальная мощность операционной зоны Тувинской ИЭС примерно равной 300 МВт).

Для построения баланса мощности необходимо к вычислениям, приведенным в пункте 2.2.4 при определении установленной мощности проектируемой ГЭС, дополнительно построить интегральные кривые графиков нагрузки системы с размещением на них треугольников мощностей ГЭС для каждого месяца и произвести некоторые расчеты.

В таблице 2.8 приведены полученные рабочие мощности для каждого месяца.

Таблица 2.8 – Рабочие мощности для каждого месяца

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{раб}}$ , МВт	82	80	64	50	58	60	60	58	50	64	80	82

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{1}{6} \cdot N_{\text{уст}}^{\text{проект}} = \frac{88}{6} = 14,6 \text{ МВт}, \quad (2.22)$$

Рабочую мощность ТЭС находим по формуле:

$$N_{\text{раб}}^{\text{тэс}} = P_{\text{max}} - N_{\text{раб}}^{\text{гэс}} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ}} = 300 - 82 - 30 = 188 \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

Аварийный резерв для ГЭС и ТЭС равен 8% от рабочей мощности станции.

$$N_{\text{ав рез}}^{\text{тэс}} = 0,08 \cdot N_{\text{раб}}^{\text{тэс}} = 0,08 * 188 = 15 \text{ МВт}, \quad (2.24)$$

Полученные данные для построения баланса мощности внесены в приложение Б, в таблицу Б.4. График баланса мощности отражен на плакате «Использование водной энергии».

### 2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы Хемчикской ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Эти расчеты проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Эти расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам маловодного года.

При расчете режима сработки и наполнения в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. Работа ГЭС по уровням сработки и наполнения расчетного маловодного года (приложение Б, таблица Б.5);
2. Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Результаты расчета выработки электроэнергии проектируемой ГЭС при разных правилах назначения её режима сведены в таблицу 2.9

Таблица 2.9 – Результаты расчета выработки электроэнергии проектируемой ГЭС при разных правилах назначения её режима

Режим сработки водохранилища в среднем по водности году	
Режим работы	Э, млн. кВт·ч
Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году	197,5
Работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года	173,4
Режим наполнения водохранилища в среднем по водности году	
Режим работы	Э, млрд. кВт·ч
По мощностям в период наполнения в маловодном году	163,2
По уровням наполнения в маловодном году	191,5

Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по уровням наполнения в период сработки и наполнения в маловодном году (Э = 364,9 млн. кВт·ч).

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних по водности условиях изображен на рисунке 2.3.

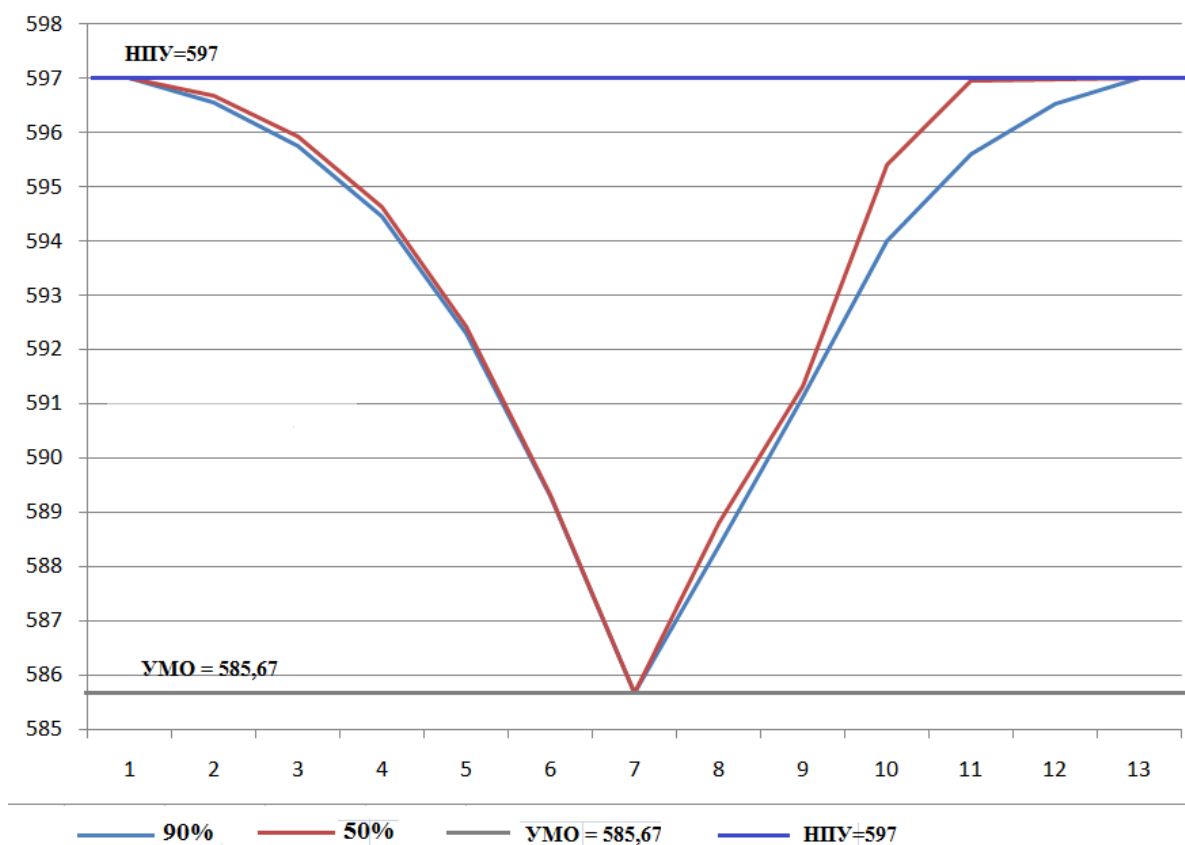


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних по водности годах

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

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

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

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 599,2$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 597$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 585,9$  м;  
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

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

$$Q_{min} = 30 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст} = 88$  Мвт – установленная мощность Восточной ГЭС;  
 $k_N = 8,8$  – коэффициент мощности;  
 $H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС, который выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:



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

где  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

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

Результаты расчёта режимного поля в приложении Б (Рисунок Б.1).

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{\text{max}} = 45 \text{ м.}$$

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

$$H_p = 40 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{min}} = 33,4 \text{ м.}$$

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение  $H_{\text{max}}=45$  м было близко к предельному напору  $H_{\text{пред}}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.

$$H_{\text{max}} \leq H_{\text{пред.}}$$

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-50-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50;
- радиально-осевая РО45-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60	РО45-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	50	50	45
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5	0,6

Продолжение таблицы 3.1

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60	РО45-В
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, об/м$	116	113	82,5
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{1 opt}, л/с$	1000	1100	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мopt}$	0,916	0,91	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1500	1650	1430
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,56	0,52	0,23
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, м$	0,46	0,35	0,46
Напор модельной турбины	$H_{mod}, м$	12	5	4
Температура	$t_{mod}, °C$	21	16	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{mod}$	0,988	1,114	1,384

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), (3.4)$$

где  $\eta_{(p1)}$ ,  $D_{1m}$ ,  $H_m$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины ;  
 $D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $\nu_n, \nu_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $tn$  и  $tm$  ;  
 $\varepsilon$ -коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon=0,75$ ).

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{г.ср.}=0,887$$

Мощность одного агрегата:

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

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

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

где  $N_{уст} = 88$  МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

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

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} \quad (3.8)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} \quad (3.9)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} \quad (3.10)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}} \quad (3.11)$$

При этом правая часть задаётся параметрами выбранной турбины и поэтому не изменяется, поэтому для нахождения расчётной точки, необходимо на линии  $n'_{Ip}$  подобрать такие  $Q'_I$  и  $\eta_T$ , чтобы их произведение соответствовало равенству.

Определив расчётную точку, сделаем перерасчёт режимного поля на универсальную характеристику турбины.

Верхняя и нижняя граница режимного поля – это горизонтальные линии приведённой частоты вращения, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу, которые необходимо пересчитать в координаты универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

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

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

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.11), в которую подставляется максимальный напор. Результаты расчёта параметров оборудования представлены в таблицах 3.2, 3.3 и 3.4.

Таблица 3.2 -Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

$D_1$	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
-------	---	------	------	------	------	---	------	-----

$D_T$	0,923	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928
$N'_{agr}$	31,32	34,58	39,14	39,95	49,09	55,90	63,14	70,83
$Z'_a$	2,81	2,55	2,25	2,20	1,79	1,57	1,39	1,24
$Z_a$	3	3	3	3	2	2	2	2
$N_{agr}$	29,33	29,33	29,33	29,33	44	44	44	44
$\Delta_1$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c$	250,3	238,6	224,4	211,6	200,6	188,1	177,1	167,3
$n_c$	300	250	230,8	214,3	214,3	200	187,5	187,5
$n'_{Hmin}$	152,3	133,2	130,7	128,6	135,8	135,1	134,5	142,4

Продолжение таблицы 3.2

$n'_{Hрасч}$	139,0	121,5	119,3	117,5	123,9	123,3	122,8	130,0
$n'_{Hmax}$	131,2	114,7	112,6	110,8	117,0	116,4	115,9	122,7
$Q'_1 * \eta_T$	1,487	1,349	1,193	1,062	1,428	1,255	1,112	0,992
$Q'_1 * \eta_T$ при $H_{max}$	1,246	1,131	1,000	0,890	1,197	1,052	0,932	0,831

Таблица 3.3- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50-В

$D_1$	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$D_T$	0,915	0,916	0,916	0,917	0,917	0,918	0,919	0,919
$N'_{agr}$	31,6	34,84	39,40	44,25	49,38	56,18	63,42	71,10
$Z'_a$	2,79	2,53	2,23	1,99	1,78	1,57	1,39	1,24
$Z_a$	3	3	3	2	2	2	2	2
$N_{agr}$	29,33	29,33	29,33	44	44	44	44	44
$\Delta_1$	1,028	1,029	1,030	1,030	1,031	1,032	1,032	1,033
$n'_c$	237,3	226,1	212,6	200,7	190,1	178,3	167,8	158,5
$n_c$	250	230,8	214,3	214,3	200	187,5	187,5	166,7
$n'_{Hmin}$	128,0	124,0	122,4	129,7	127,8	127,8	135,7	127,7
$n'_{Hрасч}$	116,9	113,3	111,9	118,5	116,8	116,8	124,0	116,7
$n'_{Hmax}$	110,3	106,8	105,5	111,7	110,1	110,1	116,9	110,0
$Q'_1 * \eta_T$	1,476	1,338	1,183	1,581	1,417	1,245	1,103	0,984
$Q'_1 * \eta_T$ при $H_{max}$	1,237	1,122	0,992	1,325	1,187	1,043	0,924	0,824

Таблица 3.4- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО45-В

$D_1$	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5
$D_T$	0,929	0,929	0,929	0,930	0,930	0,931	0,932	0,932
$N'_{agr}$	28,77	31,72	35,87	40,28	44,95	51,14	57,74	64,73
$Z'_a$	3,06	2,78	2,45	2,19	1,96	1,72	1,52	1,36
$Z_a$	4	3	3	3	2	2	2	2
$N_{agr}$	22	29,33	29,33	29,33	44	44	44	44
$\Delta_1$	1,048	1,048	1,049	1,050	1,050	1,051	1,051	1,052
$n'_c$	177,0	168,6	158,6	149,7	141,7	132,9	125,1	118,2
$n_c$	187,5	187,5	166,7	150	142,8	142,8	136,4	125
$n'_{Hmin}$	95,1	99,8	94,3	89,9	90,4	96,4	97,8	94,9
$n'_{Hрасч}$	86,9	91,2	86,2	82,2	82,6	88,1	89,4	86,7

$n'_{Hmax}$	81,9	86,0	81,3	77,5	77,9	83,1	84,3	81,8
$Q'_1 * \eta_T$	1,108	1,339	1,184	1,055	1,418	1,246	1,104	0,984
$Q'_1 * \eta_T$ при $H_{max}$	0,932	1,127	0,996	0,887	1,193	1,048	0,928	0,828

На данном этапе самым лучше вариантом является турбина ПЛ50-В, исходя из того, что её рабочая зона находится в оптимальной зоне. Точка оптимума турбин РО45-В и ПЛД50-В не входит в рабочую зону, поэтому в дальнейшем не рассматриваются.

Для ПЛ50-В наилучшим вариантом является диаметр 3,55 метров.

### 3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определяем отметки, соответствующие полученному расчетному расходу, и заносим их в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Отметки для расчетных расходов

D1	Q'max	Q'расч	Q'min	Qmax	Qрасч	Qmin	$Z_{(Qmax)}$	$Z_{(Qp)}$	$Z_{(Qmin)}$
3,55	0,98	1,6	1,1	82,85	127,53	80,12	550,6	551,2	550,5

Находим высоту отсасывания  $H_s^{доп}$ , заполняем таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Высота отсасывания

Турбина	ПЛ50-В-355
$H_{smin}$ , М	-2,42
$H_{sp}$ , М	-4,78
$H_{smax}$ , М	-2,58

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ50-В-355, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которая будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s = -4,78$ . Для этого случая  $Z_{НБ} = 551,2$ . Тогда заглубление будет равно:

$$\forall Z_{p.k.} = 551,2 + (-4,78) = 546,22 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

Частота вращения генератора принимается равной частоте вращения турбины  $n_{синх} = 214,3$  об/мин.

Генератор выбирается исходя из синхронной частоты вращения 214,3 об/мин и активной мощности. Принимается генератор: ВГС-525/125-28.

### 3.5 Расчет подшипника и вала на прочность

#### 3.5.1 Расчет вала на прочность

Вал генератора предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора.

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq 105 \cdot \left( \frac{Na}{n_{\text{синх}}} \right)^{0,35} \quad (3.13)$$

$$D_B^* = \left( 105 \cdot \frac{29333}{214,3} \right)^{0,35} = 0,587 \text{ м}$$

Округляем полученное значение до 0,6 м.

#### 3.5.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{29333}{214,3 \cdot 3,55} = 30,85 \text{ кН} \quad (3.14)$$

Принимается диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_{\text{п}} = 0,6 \text{ м}$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.15)$$

$$\text{где} \quad [p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \quad \text{а} \quad U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30} = 13,45 \quad (3.16)$$

$h_{\text{п}}$  выбирается по таблице 3.7:

Таблица 3.7 – Выбор  $h_{\text{п}}$  в зависимости от диаметра вала

$D_{\text{в}}$ , мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{\text{п}}$ , мм	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

$$p_{\text{уд}} = 85,69 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 390,28 \text{ кПа}$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  условие выполняется.

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$(3.17) \quad R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{30,85}{1+2 \cdot \cos 45 + 2 \cdot \cos 90} = 8,08 \text{ кН},$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$(3.18) \quad \alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}] \quad (3.19)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{30,85}{0,2 \cdot 0,3} = 514,2 \text{ кПа}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,6}{8} = 0,2 \text{ м} \quad (3.20)$$

$$(3.21) \quad [p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 13,45 = 672,5 \text{ кПа}$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ , условие выполняется.

В результате расчета возможно применение обоих подшипников. Принимается сегментный подшипник из-за того, что он более технологичный, менее трудоемкий при изготовлении и удобный в эксплуатации на ГЭС.



### 3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

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

Маслонапорная установка выбирается в учебнике Д.С. Щавелева [5, с. 143] по рисунку 10.8. Выбор производится исходя из  $H_{\max}$  и  $D_1$ .

В результате получается МНУ 10/1-40-12,5-2.

Электрогидравлический регулятор (ЭГР) выбирается в учебнике Д.С. Щавелева [5, с. 103] по таблице 9.2.

В результате получается ЭГРК-2И-150-4.

### 3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала

Высота машинного зала принимается как высота самого габаритного элемента. Для ПЛ турбин это ротор.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные числа, мощности генераторов, системы и линии представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность, шт×МВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}}$ ,о.е.	$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{к.з.}},$ МВ·А	Протяжённость линий, км
3× 26,9	10,5	0,85	220	150	100

- Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .
- Время использования установленной мощности  $T_{\max} = 4000$  ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ .
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ .
- Подстанция «Чадан», изолированная энергосистема.

$$P_{\text{уст.}} = 88 \text{ МВт}$$

$P_{\text{уст.}}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС

$$P_{с.н} = 0,01 \cdot P_{уст.} = 0,01 \cdot 88 = 0,88 \text{ МВт}$$

$P_{с.н}$  - мощность собственных нужд ГЭС

## 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений - один из самых важных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

На карте энергосистемы Республики Тыва самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Чадан» 220/110/35 кВ на расстоянии 100 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с одиночными блоками и объединенными (укрупненными) блоками.

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

## 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

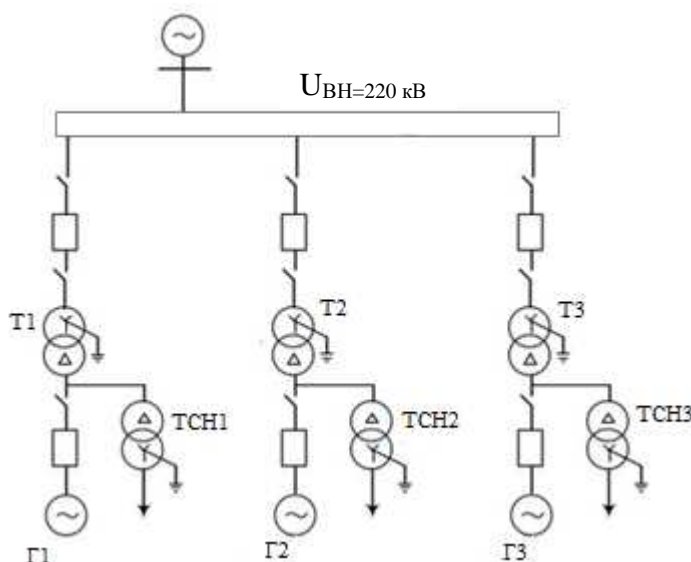


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ген.ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{26,9 - 0,27}{0,85} = 31,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТРДНС-40000/220. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Паспортные данные трансформатора ТДН-40000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
40	230	11	11,5	170	40	0,6

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

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

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,04 \cdot 8729 = 349,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,17}{1} \cdot \left( \frac{31,33}{40} \right)^2 \cdot 2405 = 250,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

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

где  $\beta_1$  – тарифная ставка в режиме холостого хода

$\beta_2$  – тарифная ставка в режиме короткого замыкания

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 349,2 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 250,82 = 4,35 \text{ тыс. руб.}$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(3)} = И \cdot 3 = 4,35 \cdot 3 = 13,05 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком

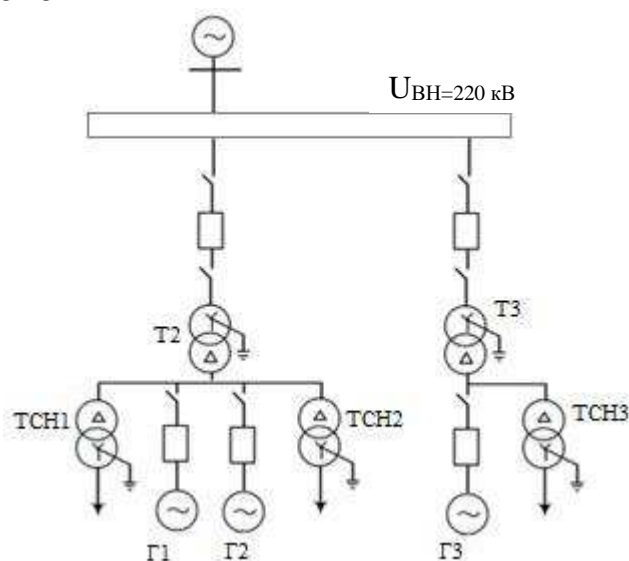


Рисунок 4.2 – Схема с объединенными блоками

Схема с объединенными блоками состоит из одного укрупненного блока и одного одиночного блока. Таким образом произведем расчет для укрупненного блока. Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{(P_{ген ном} - P_{с.н.})}{\cos\varphi_{ген}} = 2 \cdot \frac{(26,9 - 0,27)}{0,85} = 62,66 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

где  $P_{с.н.}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТД-80000/220-У1

S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>				
80	242	10,5	11	280	60	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.9)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,28}{1} \cdot \left(\frac{62,66}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 413,18 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупненного блока:

$$И^y = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 413,18 = 6,86 \text{ тыс. руб.} \quad (4.12)$$

Величина издержек для схемы с объединенными блоками:

$$И_{(2)} = И^y + И = 6,86 + 4,35 = 11,21 \text{ тыс. руб}$$

### 4.3.3 Выбор общеагрегатных и общестанционных нужд станции

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах. Так как генераторное напряжение 10,5 кВ выбор трансформаторов собственных нужд распространяется на агрегатные и общестанционные нужды и соответственно класс напряжения распределительного устройства собственных нужд будет совпадать с генераторным напряжением, то есть можно обойтись без использования трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ

Согласно СТО, в распределительных сетях СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст}}{2n \cdot \cos\varphi_{ген}} = 0,01 \cdot \frac{88}{6 \cdot 0,85} = 172,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (4.13)$$

где n – число агрегатов станции.

Выбираем трансформатор ТСЗ-250/10/0,4 производства «Чебоксарского Электрозавода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4–Паспортные данные трансформатора ТСЗ–250/10/0,4

$S_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	
0,25	10	0,4	4,5

### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{88 - 0,88}{0,85} = 102,49 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 88 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 220 кВ

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}} \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{102,49}{(1,2 \cdot 88 / 0,85)} + 1 = 1,82 \approx 2, \quad (4.15)$$

$P_{\text{нат}}$  – максимальная мощность передаваемая по ВЛ – 220кВ  
 $k$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{102,49}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,136 \text{ кА} \quad (4.16)$$

$n$  – количество линий

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,136 = 0,143 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

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

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

Сечение провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{0,143}{1,1} = 130 \text{ мм}^2$$

По полученному значению сечения выбираем стандартный провод марки АС – 150/24.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{102,49}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,272 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

Длительный ток:

$$I_{\text{длит}} = 605 \text{ А}.$$

$$0,605 \text{ кА} > 0,143 \text{ кА}$$

$$0,605 \text{ кА} > 0,272 \text{ кА}$$

$I_{\text{длит}} > I_{\text{авн}}$   $I_{\text{длит}} > I_{\text{расч}}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–150/24 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/24

Число проводов в фазе, шт	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,198	0,358	$2,61 \cdot 10^{-6}$

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

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для схемы с одиночным блоком:

$$t = n_{\text{л}} + n_{\text{блок}} + 1 = 2 + 3 + 1 = 6,$$

где  $n_{\text{л}}$  – количество отходящих линий ВЛ – 220 кВ

$n_{\text{блок}}$  – количество блоков

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круз}} = 3 \cdot 50 + 5 \cdot 0,6 + 6 \cdot 10 = 213 \text{ млн. руб}$$

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

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

$K_{\text{круз}}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_{\text{н}} \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 213 + 0,0119 = 31,96 \text{ млн. руб.}, (4.19)$$

где  $E_{\text{н}} = 0,15$  – нормативный коэффициент

$K_i$  – капитальные затраты

$И$  – издержки



Капитальные вложения для схемы с объединенными блоками:

$$t = n_{\text{л}} + n_{\text{блок}} + 1 = 2 + 2 + 1 = 5,$$

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{круп}} = 3 \cdot 50 + 5 \cdot 0,6 + 6 \cdot 10 = \\ = 203 \text{ млн. руб}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенными блоками:

$$Z_2 = E_{\text{н}} \cdot K_i + И = 0,15 \cdot 203 + 0,0119 = 30,46 \text{ млн. руб.}, (4.20)$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$\Delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} < 5\% \quad (4.21)$$

$$\Delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\%,$$

$$\Delta = \frac{31,96 - 30,46}{31,96} \cdot 100\% = 4,7\%.$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем, делаем вывод, что два варианта являются экономически равноценными, так как разность между двумя вариантами составила 4,7 %, и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Станция имеет 3 генератора, значит правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенными блоками. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

#### **4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.**

##### **4.6.1 Расчёт исходных данных**

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{26,9} = 0,779 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}. \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 40} = 161,1 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,358 \cdot 100 = 35,8 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 220 = 220 \text{ кВ} \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.28)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а},\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,779}{0,045 \cdot 314} = 0,055 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{\text{а},\text{С}} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,198 \cdot 100 = 19,8 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,170 \cdot 242^2}{40^2} = 6,22 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 1		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 3		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		220
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		220

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок 1 - КРУЭ	6,22	161,10					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок 2 - КРУЭ	6,22	161,10					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок 3 - КРУЭ	6,22	161,10					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	19,80	35,80					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,055	0,779	0,055	0,779	0,055	0,779	11,865
2			2	Генератор 2	2	0,055	0,779	0,055	0,779	0,055	0,779	11,865
3			3	Генератор 3	3	0,055	0,779	0,055	0,779	0,055	0,779	11,865
4			4	Система	8	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	322,670	220,000

Рисунок 4.5– Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6,4.7,4.8 и сведены в таблицу 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	7					3,2997	-87,19

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		1ф	7					1,6459	-87,18

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					8,8051	-85,97

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.6.– Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	7	4,94	7,66
3ф	7	3,3	5,12
3ф	1	8,81	13,66

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

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб\max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{26,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,55 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}(-5\%)} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 209 \cdot 10^3} = 110,63 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{102,49 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 136,29 \text{ А}$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{102,49 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 272,43 \text{ А}$$

## 4.8 Выбор и проверка оборудования

### 4.8.1 Выбор генераторных выключателей и разъединителей на напряжение 10,5 кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$
- 3)  $B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$

Выбираем вакуумный выключатель ВГГ–10 производства ООО «Высоковольтный союз» для генераторного напряжения. Разъединитель РВРЗ–10/4000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7–Основные параметры генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ–10	Разъединитель РВРЗ – 10/4000 МУЗ
$U_{\text{сегином}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 1,55 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 8,81 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 13,66 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 150 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 125 \text{ кА}$

$  \begin{aligned}  B_{\text{к.расч}} &= I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = \\  &= 8,81^2 \cdot (0,08 + 0,01) = \\  &= 6,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}  \end{aligned}  $	$  \begin{aligned}  B_{\text{к.ном}} &= I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = \\  &= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}  \end{aligned}  $	$  \begin{aligned}  B_{\text{к.ном}} &= I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = \\  &= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}  \end{aligned}  $
---	---	--

#### 4.8.2 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10

#### 4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-10-М-2. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-М-2 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТОЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{T}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{T.раб}} = 1,55 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10. Производитель ОАО «Электротит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{T}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

#### 4.8.4 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 220 кВ выбран ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1 (П – полимерная изоляция покрышки; 163 – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, Кв; 10 – номинальный разрядный ток, кА; 2 – класс пропускной способности ограничителя) производитель ЗАО «ЗЭТО», в цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН–П–10/12,7 УХЛ1 производитель ЗАО «ЗЭТО».

Устанавливаются разъединители горизонтально – поворотного типа РГ–220.П/3150УХЛ1 для цепи 220 кВ производитель ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.8.5 Выбор электроаппаратов на напряжение 220 кВ

Было выбрано КРУЭ серии ЯГГ–220 производства АО ВО «Электроаппарат». Основными элементами данного распределительного устройства являются: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, которые находятся в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Основные паспортные данные КРУЭ ЯГГ–220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные ячейки КРУЭ ЯГГ–220

Параметры	Расчетные данные	ЯГГ-220
Номинальное рабочее напряжение, кВ	220	до 252
Ток максимальный рабочий, кА	0,272	до 3,15
Ток КЗ, кА	4,94	до 50
Ударный ток, кА	7,66	до 125

## **5 Релейная защита и автоматика**

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

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

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

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

#### **На главном генераторе ГТВГС 525/125-28 – 26,9 МВА:**

- 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 ГДН-40000/220-У1:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

### **На трансформаторе СН ГЭС:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

### **На линиях электропередачи 220 кВ:**

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
  - 5-ти 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 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## 5.2 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования приведены в таблицах 5.1-5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		ВГС 525/125-28
мощность номинальная	полная, МВА	26,9
	активная, МВт	21,5
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		214,3
номинальный ток статора, кА		1,48
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1050
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		145
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	0,9
	переходное $X'_d$	0,27
	сверхпереходное $X''_d$	0,19
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,19
емкость обмотки статора, мкФ		0,7
соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДН-40000/220-У1
-----	------------------

мощность номинальная, МВА	40
номинальное напряжение, кВ	ВН: 220; НН: 11.
напряжение короткого замыкания, %	11,5
группа соединений	Y/Δ – 11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-250/10/0,4
мощность номинальная, кВА	250
номинальное напряжение, кВ	ВН: 10; НН: 0,4.
напряжение короткого замыкания, %	4,5
группа соединений	Y/Y <sub>н</sub> – 0

### 5.3 Расчёт номинальных токов.

Для дальнейших вычислений необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{26900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1479 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1479 \cdot 1}{1500/5} = 4,9 \text{ А} \quad (5.2)$$

**Для схемы возбуждения с ВГ:**

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1050}{1,2255} \cdot 145 = 124 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 125 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{125}{145} = 862 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{862}{1000/5} = 4,31 \text{ А} \quad (5.5)$$

### 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 1479 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 1500/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1479 = 73,95 \text{ А} \quad (5.6)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,9 = 0,74 \text{ А}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}}.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,19} \cdot 1479 = 880 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.9)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{880 \cdot 2}{8800},$$

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

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

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

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{отс} = 6 \cdot I_H$ :

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

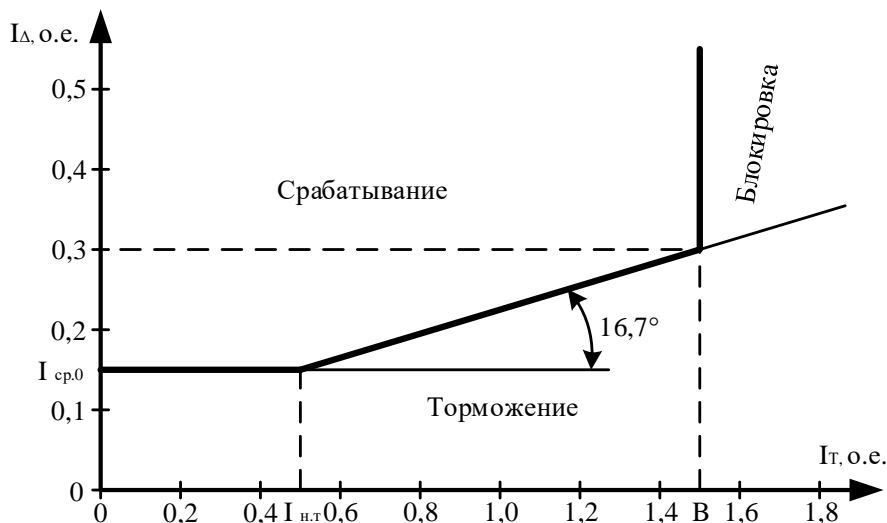


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

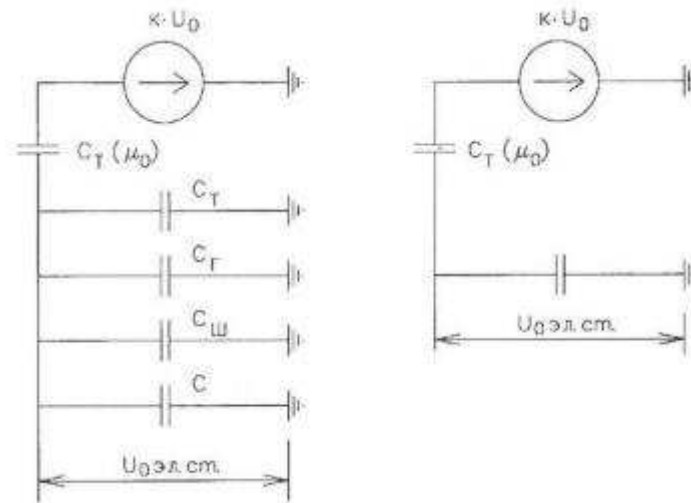


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C$  – емкость генераторного выключателя  
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_T + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.12)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.13)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,32 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А}. \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44320 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 0,965} = 166,8 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.16)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 166,8}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,45,$$

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

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

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

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

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

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

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



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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.17)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % 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.

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.18)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.19)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

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

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

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

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

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

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

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

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 700$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.23)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 5,4 = 0,81 \text{ А}. \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ио}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

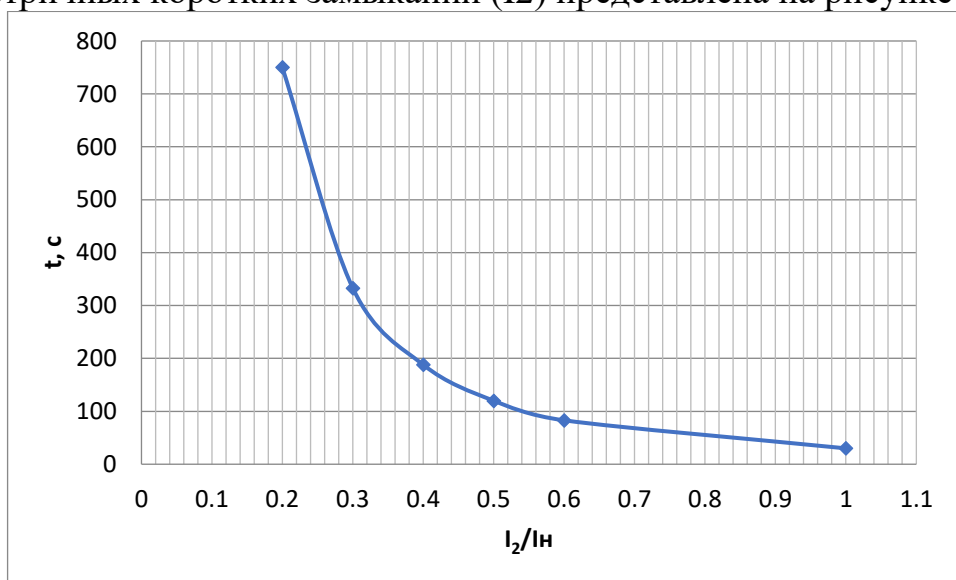


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию:

выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности.

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_T + X_L)}, \quad (5.26)$$

где  $X_{л}^* = X_{л} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 35,8 \cdot \frac{26,9}{230^2} = 0,018$ .

где  $X_{d''_{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{230}{11}\right)^2 = 83$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_T$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{26,9}{40} = 0,08$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (83 + 0,08 + 2 \cdot 0,013)} = 0,011 \text{ о. е. (5.27)}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,011 \cdot 2 \cdot \frac{230}{11} = 0,46 \text{ о. е. (5.28)}$$

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 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, с выдержкой времени 8,5 на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 4,9 = 5,24 \text{ А, (5.29)}$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 4,9 = 5,39 \text{ А. (5.30)}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

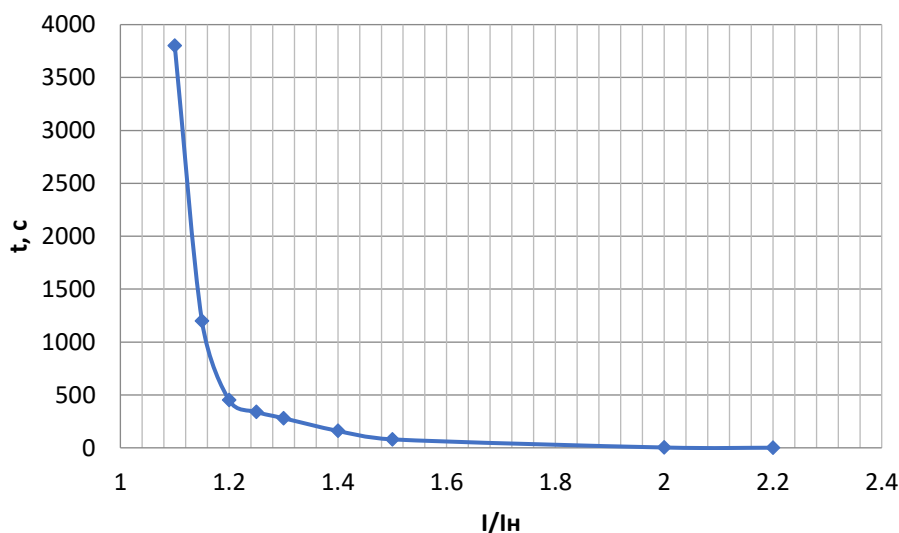


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} = 1,53 \cdot 4,9 = 7,49 \text{ А}, \quad (5.31)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В}. \quad (5.32)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Хемчикская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 152 + \frac{0,8}{2} \cdot 35,8 = 135,92 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 230^2}{40} = 152 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{26,9}{40} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{26,9}{230^2} \cdot 35,8 = 0,07,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_{C3I} = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 4,1 = 0,29 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{26,9} = 4,1.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,29 \cdot \frac{1500}{100} = 0,87 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,87 \text{ Ом}$ .

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

1) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

2) Принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1479} = 4,1 \text{ Ом},$$

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

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



$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,НОМ} - 0,95}{I_{B,Х.Х.}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1479 - 0,95}{898,3}}{0,9} = 2,6, \quad (5.36)$$

где  $I_{B,Х.Х.}$  – ток ротора холостого хода, А;

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34, \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,12$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C ЗИ} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$Z_{C ЗИ} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,345 \cdot \frac{10,5^2}{26,9} = 1,43 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C ЗИ} = \frac{Z_{C,З.И} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,43 \cdot 1500 / 5}{100} = 4,29 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,56 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,037 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,1 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 на отключение ШСВ 220 кВ, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.

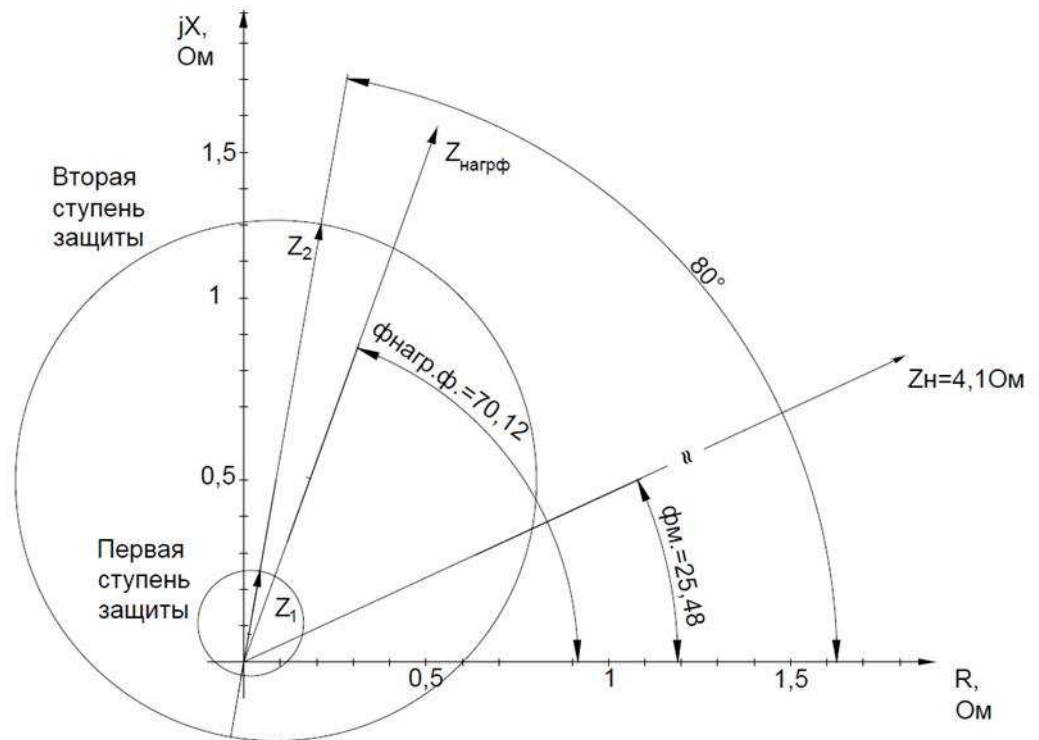


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,24 \text{ А.} \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,39 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

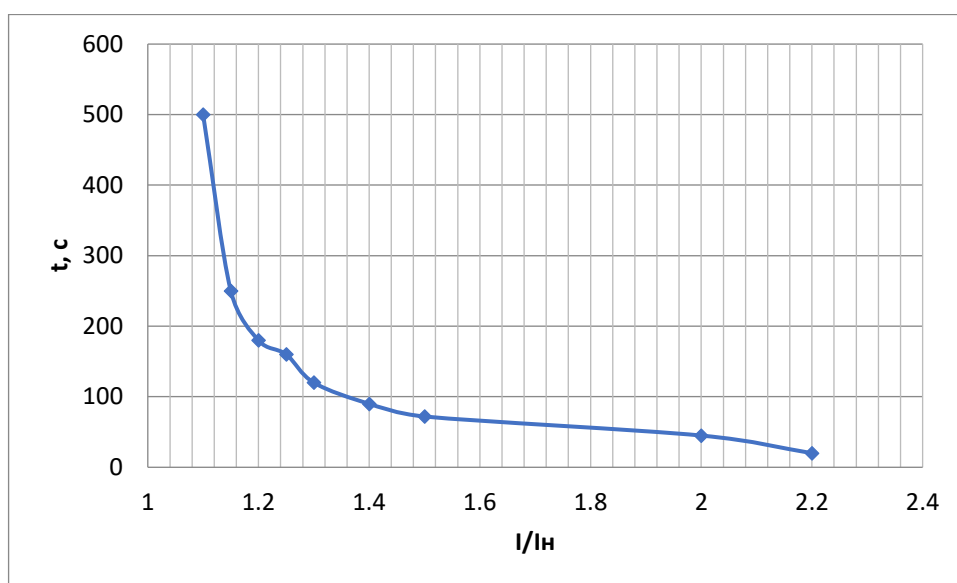


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,25 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 10,98 \text{ А.} \quad (5.44)$$

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

## 5.5 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 ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,45 А	
		Тормозной ток, А	$1,5 \cdot I_H$	7,35 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,46 \cdot I_H$	2,27 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,24 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,39 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	7,49 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,07	1,52 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,34	4,29 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,24 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,39 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,25 \cdot I_{НОМ.P}$	11,03 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$					+		
		$t_2$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$						+
			$t_2$				+		
	$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+		
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$						+
			$t_2$				+		
$t_3$	+		+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$				+		
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+		
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## 6 Состав и компоновка сооружений

### 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.

#### 6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=47$  м) и типа грунтов оснований (скальное основание – известняк) [7], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [7]. По установленной мощности ( $N=95$  МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, до 2000), присвоен: III.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это III класс.

#### 6.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью  $\nabla_{ГБП}$ :

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (6.1)$$

где  $a$  - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для III класса – 0,4 м.

Для скорости ветра  $V_w = 16$  м/с принимаю  $K_w = 1,74 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 1300$  м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1300}{16^2} = 50,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{16} = 13244$$

где:  $t = 6$  ч - период развития волн на водохранилище.

2. По графику ([6] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

При  $\frac{gL}{v^2} = 50$  определим  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,02$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,7$

При  $\frac{gt}{v} = 13244$  определим  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,081$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 4,0$

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot v^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 16^2}{9,81} = 0,52 \text{ м}, \quad (6.2)$$

$$\bar{T} = \frac{1,7 \cdot v}{g} = \frac{1,7 \cdot 16}{9,81} = 2,77 \text{ с}. \quad (6.3)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,77^2}{2 \cdot 3,14} = 12,00 \text{ м}. \quad (6.4)$$

4. Условие  $d = 7,5 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 6,0 \text{ м}$  выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,52 \cdot 2,12 = 1,11 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где:  $k_i = 2,12$  – коэффициент принимаемый по графику([6] рис. 2).

$$\nabla\text{ГБП} = 597 + 1,11 + 0,4 = 598,51 \text{ м},$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:



$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 592 + 1,6 \cdot 5 = 600 \text{ м}, \quad (6.6)$$

где  $H_{ст} = 5 \text{ м}$ .

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 600 метра.

## 6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропускного расчётного расхода воды основного расчётного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта.

Определим расчётный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчётный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{р.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} - Q_{пр} \quad (6.7)$$

$$= 632 - 146 - \frac{0,93 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 63 = 363 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход 3% обеспеченности,  
 $V_{пол}$  – полезный объем водохранилища;  $t_{ср}$  – время сработки (6

месяцев, берем из водно-энергетических расчетов);

$Q_{ГЭС}$  – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС.

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ( $n-1$ ) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

$$H_{осн} = НПУ - УНБ(Q_{3\%}) = 597 - 554,7 = 42,3 \text{ м}$$

$H_{осн} > H_{min}$ ,  $42,3 > 33,4$ , соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{29,33 \cdot 1000}{9,81 \cdot 42,3 \cdot 0,97} = 73 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС} \cdot (n - 1) = 73 \cdot (3 - 1)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{в} = 1,25 \cdot q_{р} \quad (6.8)$$

где  $q_{р}$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{р} = [v_h] \cdot h_{НБ} \quad (6.9)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ , УНБ = 554,7 м, тогда:

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 554,7 - 550,0 = 4,7 \text{ м} \quad (6.10)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_{р} = 5,0 \cdot 4,7 = 23,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда:

$$q_{в} = 1,25 \cdot 23,5 = 29,375 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{р}}{q_{в}} = \frac{363}{29,375} = 12,37 \text{ м} \quad (6.11)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 8$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{12,37}{8} = 1,55 \approx 2 \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}; \quad (6.13)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2)\text{м} = 0,25 \cdot 8 + 2 = 4$  м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 16 + (2 - 1) \cdot 4 = 20 \text{ м}. \quad (6.14)$$

### 6.2.1 Определение отметки гребня водослива.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.15)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $B$  ( $m \approx 0,49$ ).

$$H_{01} = \left( \frac{363}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,78 \text{ м},$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.16)$$

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

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы водосливной ( $\sigma_\phi = 1$ ).

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.17)$$

где  $\xi = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 4,78 \cdot 0,45}{8} = 0,946,$$

$$H_{02} = \left( \frac{363}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,946 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,96 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.18)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.19)$$

$$v_0 = \frac{363}{(597 - 550)(16 + (2 - 1) \cdot 4)} = 0,387 \text{ м/с,}$$

$$H = 4,96 - \frac{1,1 \cdot 0,387^2}{2 \cdot 9,81} = 4,956 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{ст} = 5,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 597 - 5 = 592 \text{ м.} \quad (6.20)$$

## 6.2.1 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{p.пов} = Q_{пов.max} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{cp}} - Q_{пр} = 737 - 146 - \frac{0,93 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 63 = 468 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.2 \quad 1)$$

$$H_{осн} = НПУ - УНБ(Q_{0,1\%}) = 598 - 554,7 = 43,3 \text{ м}$$

$H_{осн} > H_{min}$ ,  $43,3 > 33,4$ , соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot (3 - 1) = 73 \cdot 2 = 146 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{468}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,67 \text{ м}. \quad (6.2 \quad 2)$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02пов.}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02пов.} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m_{пов} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,67 \cdot 0,45}{8} = 0,936,$$

где  $m_{пов}$  – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{пов} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} - 0,05 \left( \frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} \right)^2 \right], \quad (6.24)$$

$$m_{пов} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,67}{5} - 0,05 \cdot \left( \frac{5,67}{5} \right)^2 \right] = 0,499,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{468}{0,499 \cdot 1 \cdot 0,936 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,85 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.2 \text{ 5})$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})}, \quad (6.2 \text{ 6})$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{486}{(598 - 550) \cdot (16 + (2-1) \cdot 4)} = 0,488 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 5,85 - \frac{1,1 \cdot 0,488^2}{2 \cdot 9,81} = 5,84 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\text{ФПУ}_p$  заданную  $\nabla\text{ФПУ} = 598,0$  м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 592 + 5,84 = 597,84 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$ , пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 737 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}}$ . Расчеты сведем в таблицу 6.1 и построим по ним очертание оголовка плотины (рисунок 1).

Таблица 6.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,63	21	10,00	6,18
2	0,50	0,18	22	10,50	6,85
3	1,00	0,04	23	11,00	7,54
4	1,50	0,00	24	11,50	8,27
5	2,00	0,03	25	12,00	9,47
6	2,50	0,14	26	12,50	9,80
7	3,00	0,30	27	13,00	10,61
8	3,50	0,50	28	13,50	11,45
9	4,00	0,73	29	14,00	12,31
10	4,50	0,99	30	14,50	13,05
11	5,00	1,28	31	15,00	14,12
12	5,50	1,61	32	15,50	15,07
13	6,00	1,97	33	16,00	16,04

14	6,50	2,38	34	16,50	17,03
15	7,00	2,82	35	17,00	18,05
16	7,50	3,31	36	17,50	19,09
17	8,00	3,82	37	18,00	20,16
18	8,50	4,37	38	18,50	21,25
19	9,00	4,94	39	19,00	22,36
20	9,50	5,54	40	19,50	23,49

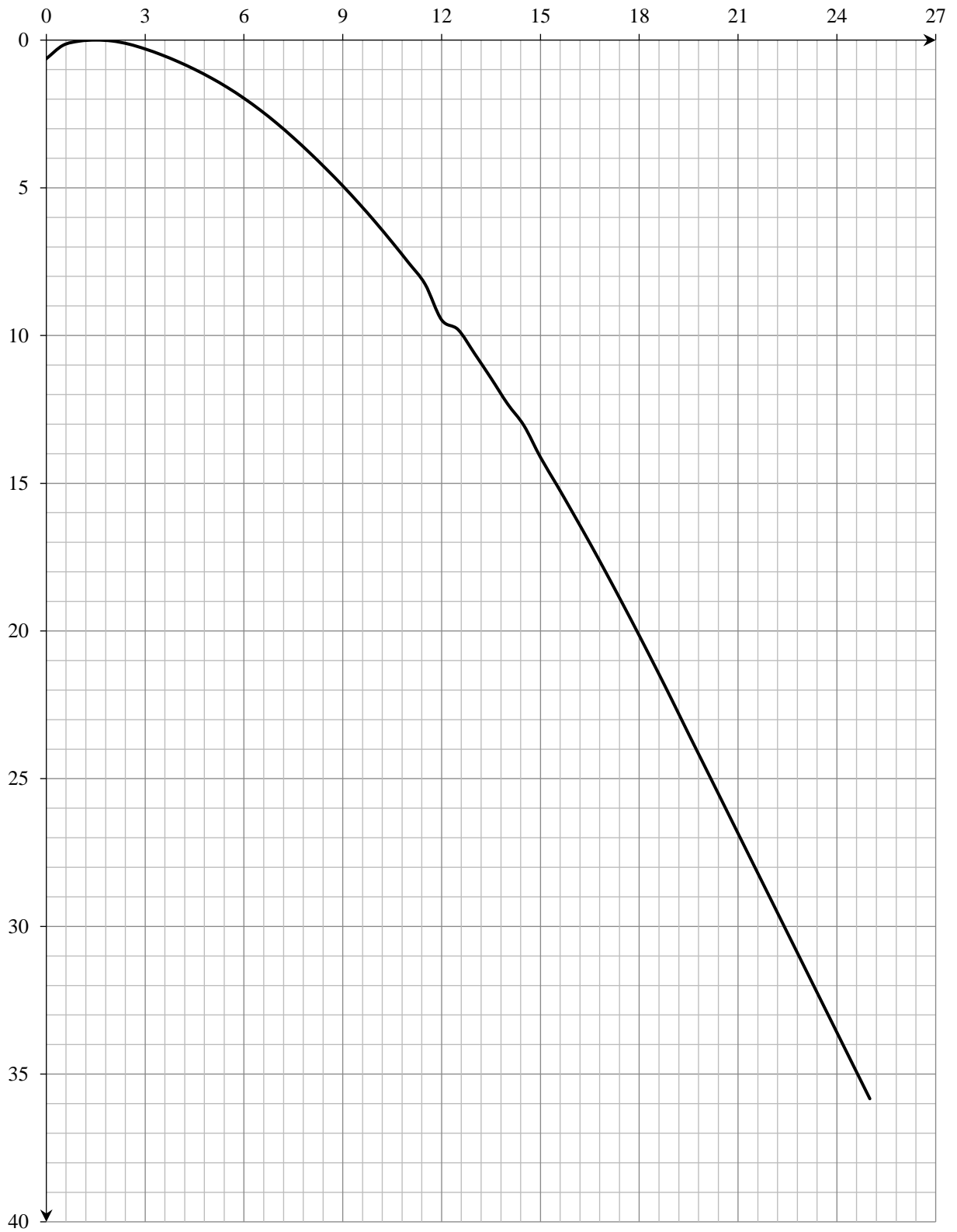


Рисунок 6.1 – Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

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 важное значение для дальнейшего расчёта.

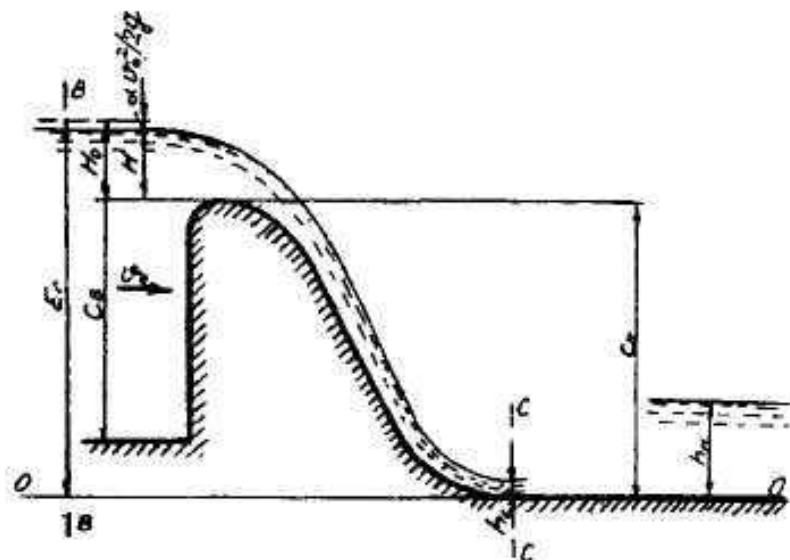


Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 363^2}{9,81 \cdot (20)^2}} = 3,33 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 597 - 550 = 47 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{47}{3,33} = 14,10 \text{ м.} \quad (6.30)$$



По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,23$  и  $\xi_{T_0}'' = 2,9$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 3,33 = 0,77 \text{ м}, \quad (6.3 \quad 1)$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 3,33 = 9,67 \text{ м}. \quad (6.3 \quad 2)$$

Глубина в НБ при  $Q_{осн.р.} = 597 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{НБ} = 4,7 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

### 6.2.5 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + Z'), \quad (6.3 \quad 3)$$

где  $\sigma$  – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка,  $\sigma = 1,1$ ;

$Z'$  - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) \quad (6.3 \quad 4)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{осн.р.}}{B + \sum \delta_{\sigma}} = \frac{363}{20} = 18,17 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.3 \quad 5)$$

$$Z' = \frac{18,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 4,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,67^2} \right) = 0,74 \text{ м}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 9,67 - (4,7 + 0,74) = 5,20 \text{ м.}$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 597 - 550 + 5,20 = 52,20 \text{ м} \quad (6.3 \text{ б})$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{52,20}{3,33} = 15,66 \text{ м.} \quad (6.37)$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,216$  и  $\xi_{T_0}'' = 3,0$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,216 \cdot 3,33 = 0,72 \text{ м,} \quad (6.3 \text{ в})$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 3,33 = 10,0 \text{ м.} \quad (6.3 \text{ г})$$

$$Z' = \frac{18,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 4,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,0^2} \right) = 0,75 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,0 - (4,7 + 0,75) = 5,55 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 597 - 550 + 5,55 = 52,55 \text{ м}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{52,55}{3,33} = 15,77 \text{ м.}$$

По графику [4, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,208$  и  $\xi_{T_0}'' = 3,05$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{\cdot} = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,208 \cdot 3,33 = 0,69 \text{ м,}$$

$$h_c^{\cdot\cdot} = \xi_c^{\cdot\cdot} \cdot h_{кр} = 3,05 \cdot 3,33 = 10,15 \text{ м.}$$

$$Z' = \frac{18,17^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 4,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 10,15^2} \right) = 0,76 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 10,15 - (4,4 + 0,76) = 5,70 \text{ м.}$$

Так как разница между глубины колодца в третьем и втором приближениях составляет около 3%, то принимаем  $d = 5,70$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 550 - 5,70 = 544,30 \text{ м} \quad (6.4 \text{ 0})$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр} \quad (6.4 \text{ 1})$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\cdot\cdot} - h_c^{\cdot}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,15 - 0,69) = 46,48 \text{ м} \quad (6.4 \text{ 2})$$

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot 46,48 = 37,20 \text{ м}$$

### 6.3 Конструированные элементы плотины

#### 6.3.1 Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_B = 0,15 \cdot V_{сж} \cdot \sqrt{h_c^{\cdot}} \quad (6.4 \text{ 3})$$

где  $V_{сж}$  – скорость потока в сжатом сечении

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c} = \frac{18,17}{0,69} = 26,21 \text{ м/с} \quad (6.4 \text{ 4})$$

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot 26,21 \cdot \sqrt{0,69} = 3,27 \text{ м.}$$

Толщина плиты водобоя принимается 3,3 м. Каждая плита крепится к основанию анкерами.

### 6.3.2 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} - (2 \div 3) = 550 - 5,7 - 3 - 3 = 538,0 \text{ м} \quad (6.4 \text{ 5})$$

где  $d$  – глубина колодца;

$t_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты;

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 597,0 - 538,0 = 59,0 \text{ м.} \quad (6.4 \text{ 6})$$

При соотношении  $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,67 \div 0,7)$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h_{\text{пл}} = 0,7 \cdot 59 = 41 \text{ м.} \quad (6.4 \text{ 7})$$

### 6.3.3 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{\text{др}}$  необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{56,7 \cdot 1,15}{25} = 2,6 \text{ м},$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для третьего класса принимается равным 1,15;

$J_{cr.m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины;

$H_{max}$  – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 597,0 - 540,3 = 56,7 \text{ м};$$

Таким образом,  $a_{др}$  принимается равным 4,1 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2,6 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.3.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 41 = 4,1 \text{ м}, \quad (6.4 \text{ 8})$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

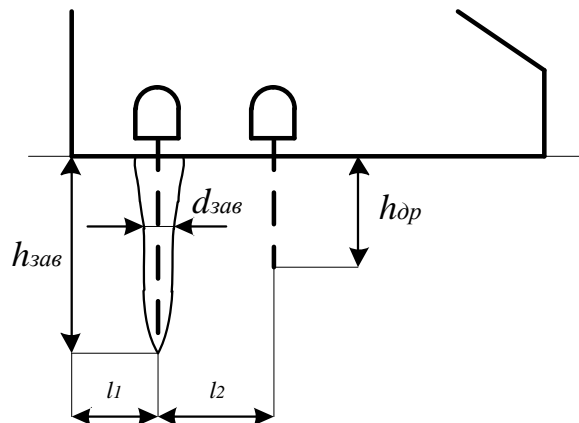


Рисунок 6.3 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 6 \text{ м}$ .

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,562 \cdot H = 0,562 \cdot 46,2 \approx 26,0 \text{ м}. \quad (6.4 \text{ 9})$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.5 \quad 0)$$

где  $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБВХК}) \cdot 0,6 = (597 - 550,8) \cdot 0,6 = 27,72 \text{ м}$  – потерь напора на цементационной завесе;

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

$\gamma_n = 1,15$  коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = 27,72 \cdot 1,15 / 15 = 2,1 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 2,6 \approx 1,3 \text{ м}. \quad (6.5 \quad 1)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

### 6.3.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-усадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b; \quad (6.5 \quad 2)$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка,

$b$  – ширина пролета в свету,  
 $\delta_b$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 8 + 4 = 12 \text{ м.}$$

При ширине основания  $B=41$  м, принимаем 2 столба шириной 21 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

### **6.3.6 Быки**

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### **6.3.7 Устои**

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

### **6.3.8 Галереи в теле плотины**

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 16 м, одну из продольных галерей следует проектировать 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. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м. Цементационно-дренажные галереи находятся на отметке:  $\nabla 539,2$  м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметке:  $\nabla 553$  м,  $\nabla 569$  м,  $\nabla 585$  м.

### 6.3.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укрепленный бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисберм:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 10,15 = 40,60 \text{ м} \sim 42 \text{ м}$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$N = \frac{L_p}{14} = \frac{42}{14} = 3,$$

принимается количество плит - 3.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 2,2 м, для второго и третьего – 1,5 м и 0,9 м соответственно.

### 6.3.10 Фильтрационный расчет

Фильтрация на скальном основании принимается по [5], схема представлена на рисунке 3.3.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 597 - 550,8 = 46,2 \text{ м.} \quad (6.5 \quad 3)$$

Для плотин с цементационной завесой III класса:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,30, \quad (6.5 \quad 4)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05,$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,4 \cdot 46,2 = 13,86 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,15 \cdot 46,2 = 2,31 \text{ м,}$$

$$H_t = 12,80 \text{ м.}$$



### 6.3.11 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{p.v.} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{930000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 63 = 122,80 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.5 \quad 5)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}} \quad (6.5 \quad 6)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;  
 $H_{\text{во}}$  – напор над центром входного отверстия;  
 $\omega_{\text{во}}$  – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{p.v.}}{2} = 61,40 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.5 \quad 7)$$

Для того, чтобы определить  $H_{\text{во}}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=2$  м, тогда нижняя отметка донного отверстия 538,5 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 538,5 + \frac{h}{2} = 539,5 \text{ м,с} \quad (6.5 \quad 8)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 597 - 539,5 = 57,5 \text{ м,} \quad (6.5 \quad 9)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{61,40}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 57,5}} = 2,28 \text{ м}^2, \quad (6.6 \quad 0)$$

Так как высота отверстия 2 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{2,29}{2} = 1,15 \text{ м}, \quad (6.6 \quad 1)$$

Округлим до 2 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м}^2,$$

Исходя из расчета получаем 2 водосбросных сооружения  $h=2\text{м}$ ,  $b=2\text{ м}$ .

## 6.4 Статические расчёты плотины

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

### 6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1337,18 \text{ м}^2,$$

$$S_{\text{б}} = 1576,89 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1337,18 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 4} = 20988,89 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.6 \quad 2)$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = 7,36 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1596,89 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 4} = 12532,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.6 \quad 3)$$

$$Y_6 = 8,68 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.6 \quad 4)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (598 - 595 + 0,5) \cdot 8 = 52 \text{ м}^2. \quad (6.6 \quad 5)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 52 \cdot \sqrt{52} \cdot 9,81 = 202,32 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{202,32}{8 + 4} = 16,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.6 \quad 6)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 59^2}{2} = 17076,98 \text{ кН/м}, \quad (6.6 \quad 7)$$

где  $H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 597 - 538 = 59 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,8^2}{2} = 804,22 \text{ кН/м}, \quad (6.6 \quad 8)$$

где  $H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 550,8 - 538 = 12,8 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B = 89,96 \cdot 9,81 = 882,51 \text{ кН/м}; \quad (6.6)$$

9)

где  $S$  – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

### 6.4.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\phi}, \quad (6.7 \quad 0)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 205,28 = 2013,80 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{Под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (550,8 - 538) = 125,61 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗВ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 524,99 = 5150,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.7 \quad 2)$$

### 6.4.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{Н}} = \gamma_{\text{Н}} \cdot h_{\text{Н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{Н}}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 24,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.7 \quad 3)$$

где  $\gamma_{\text{Н}} = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_n$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_n = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 555 - 550 = 5 \text{ м,}$$

где  $\varphi_n = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{5 \cdot 24,5}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.7 \quad 4)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 8,57 \text{ кН/м}^2 \quad (6.7 \quad 5)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ ;

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$  где действуют вес наносов и грунта

$$\begin{aligned} P''_{\text{гр}} &= (\gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \\ &= (10 \cdot 5 + 16,1 \cdot 12) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) \\ &= 41,69 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.76)$$

$$h_{\text{гр}} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{под}} = 550 - 538 = 12 \text{ м}$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = \\ &= 16,1 \text{ кН/м}^3; \end{aligned} \quad (6.7 \quad 7)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес грунта основания,  $\gamma_{\text{гр}} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;

$n_0$  – пористость условиях естественной влажности грунта,  $n_0 = 0,25$ ;

$h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта,  $h_{\text{гр}} = 12,0 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ ;

$\gamma_w$  – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{гр} + P''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{8,57 + 41,69}{2} \cdot 12,0 = 301,68 \text{ кН/м} \quad (6.78)$$

#### 6.4.5 Волновое давление

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,11^2}{12,01} = 0,32 \text{ м} \quad (6.79)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.80)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,11 \cdot \left[ \left( \frac{12,01}{3,14} + \frac{0,32}{2} \right) \right] = 21,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,01}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,11 = 1,5 \text{ м.} \quad (6.81)$$

#### 6.5 Расчёт прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составляю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент,

					кНм
Тв	1,00	→	17076,98	19,67	335873,67
Тн	1,00	←	804,22	-4,27	-3432,56
W <sub>3</sub>	1,00	↓	882,51	14,87	13122,89
Gб	0,95	↓	11905,77	-8,68	-103342,11
GПЛ	0,95	↓	19938,96	-7,36	-146750,73
WВЗВ	1,00	↑	5150,15	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2013,80	14,87	29945,16
Qз	0,9	↓	15,17	-17,45	-264,79
E <sub>a</sub>	0,8	→	362,02	4,00	1448,64
W <sub>ВОЛН</sub>	1,00	→	21,63	57,51	1243,61
E <sub>н</sub>	1,20	→	73,50	13,59	998,96
F		← →		16729,91	
N		↓↑		25578,47	
M		Σ		128842,73	

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{25578,47}{41,0} + \frac{6 \cdot 128842,73}{41,0^2} = -163,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.82)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 59 = \\ &= -578,84 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.83)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 597 - 538 = 59 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \tan \alpha_1,$$

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -163,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 59 = -578,84 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.86)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{25578,47}{41,0} - \frac{6 \cdot 128842,73}{41,0^2} = -1083,74 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.87)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -1083,74 \cdot 0,7^2 - -9,81 \cdot 12,8 \cdot (1 - 0,7^2) \\ &= -595,10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.88)$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ ,

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 12,8 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 12,8 - 1083,74) \cdot 0,7 = 670,69 \text{ кН/м}^2, \quad (6.89)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1083,74 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 12,8 \cdot 0,7^2 = -1553,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \end{aligned} \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 12,8 = -125,61 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.91)$$

Расчёт крайних напряжений сведу в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-163,99	-1083,74
$\sigma_x$	-578,84	-595,10
$\tau_{xy}$	0	670,69
$\sigma_1$	-163,99	-125,61
$\sigma_3$	-578,84	-1553,23



## 6.6 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.92)$$

где  $\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений III класса;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,

$\gamma_{lc} = 1,0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;

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

$\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок.

$$1,15 \cdot 1 \cdot |-1553,23| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$1786,21 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.93)$$

$$-163,99 \text{ кПа} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.94)$$

$$163,99 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 59 = 147,5 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

## 6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.95)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + W_3 + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (19938,96 + 11905,77 - 5150,15 - 2013,80 + 882,51 + 15,17) \cdot 0,7 + 100 \cdot 41,0 = 22004,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (6.96)$$

где  $\tan \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - аргиллит)[3];

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы[3];

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 41,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a = 17076,98 - 804,22 + 21,63 + 73,50 + 362,02 = 16729,91 \text{ кН/м}. \quad (6.97)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{22004,93 \cdot 0,95}{16729,91 \cdot 1,0} \geq 1,15,$$

$$1,25 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## 7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объемы продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации гидроэлектростанции представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	88	88	88	88
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	352000	352000	352000	352000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	3520	3520	3520	3520
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	348480	348480	348480	348480
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	363,12	375,31	386,81	398,31
НДС к выручке	млн.руб	60,52	62,55	64,47	66,39

В соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» тариф на электроэнергию с каждым годом увеличивается, вследствие чего увеличивается и выручка от реализации электроэнергии.

## 7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2018 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами. Себестоимость продукции зависит от текущих расходов предприятия.

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 определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2– Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	252,2	22,46
Прочие	274	24,11
Итого по ГЭС		46,57

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы	Величина
2020-2024	0,12
2025-2029	0,17
2030-2034	0,3
2035-2039	0,5

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из ставок в соответствии с единичными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Результат представлен в таблице 7.4

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	11,91
НП АТС (администратор торговой	0,001097	0,39

системы)	тыс.руб/Мвт*ч	
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,11
Итого		12,41

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Селенга составляет 13,2 руб. на 1 тыс. кВт·ч.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5

Таблица 7.5– Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления, млн.руб.	10	47,75	37,75	37,75
Расходы на страхование, млн.руб.	0,32	1,53	1,21	1,21
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	46,57	46,57	46,57	46,57
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,48	2,29	1,81	1,81
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	12,41	12,41	12,41	12,41
Налог на воду, млн.руб.	1,69	1,69	1,69	1,69
Итого, млн.руб.	71,47	112,24	101,44	101,44

Исходя из диаграммы видно, что наибольшие затраты приходятся на амортизационные исчисления, далее расходы на страхование, и на последнем месте располагается налог на воду.

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываем следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 13,2 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	59,57	62,02	69,12	72,81	75,12
НДС, млн.руб.	62,55	64,47	66,39	68,24	70,04
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,90	4,90	3,4	2,24	2,24
Налог на имущество, млн.руб.	3322	3322	1430	880	880
Итого, млн.руб.	3449,02	3453,39	1568,90	1023,29	1027,41

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что налог на прибыль и НДС составляют основную часть затрат. Ежегодно происходит увеличение налога на прибыль, НДС. Соответственно, увеличиваются и затраты.

Налог на имущество достигает пикового значения в 2024 году, далее постепенно идет на спад.

#### **7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7. Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 7.1.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	399,19	411,45	423,69	435,59

Текущие расходы, млн.руб.	101,33	101,33	78,11	71,56
ЕВІТДА (валовая прибыль), млн.руб.	297,86	310,12	345,58	364,03
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	59,57	62,02	69,12	72,81
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	238,29	248,10	276,46	291,22
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

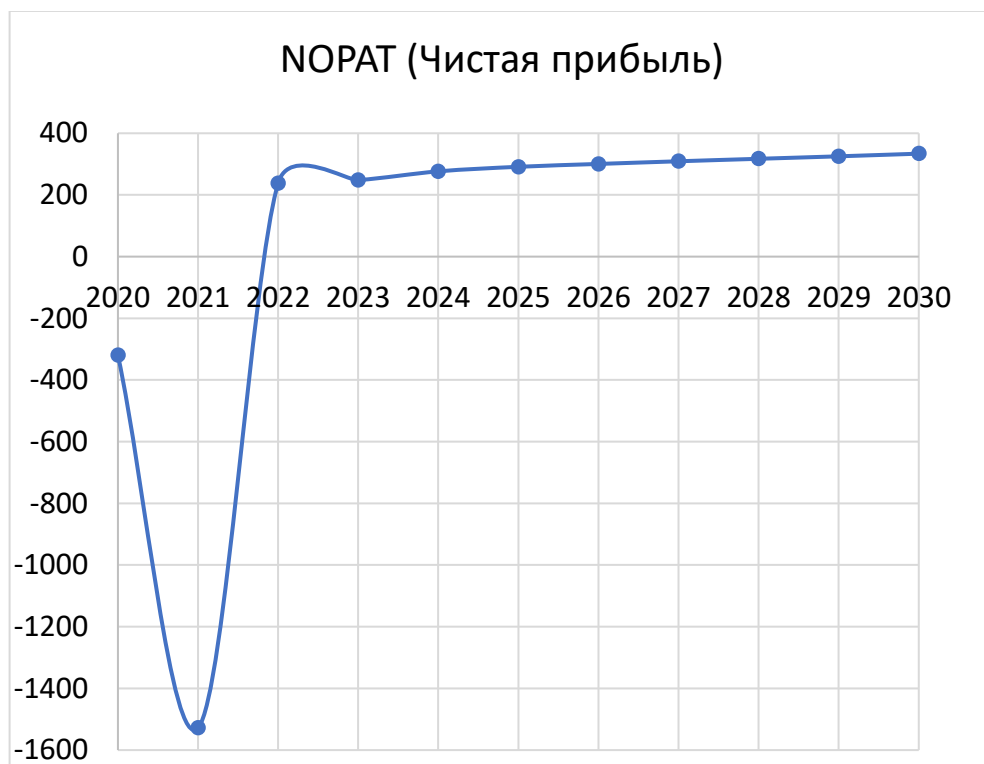


Рисунок 7.1-Динамика суммы чистой прибыли

Рост прибыли с каждым годом происходит постепенно, увеличивается по мере ввода оборудования в эксплуатацию. Также рост прибыли обусловлен увеличением выручки от продаж электроэнергии и мощности.

## 7.5 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков производится по итоговой строке вкладки КЭШ-ФЛО. График КЭШ-ФЛО представлен на рисунке 7.2.

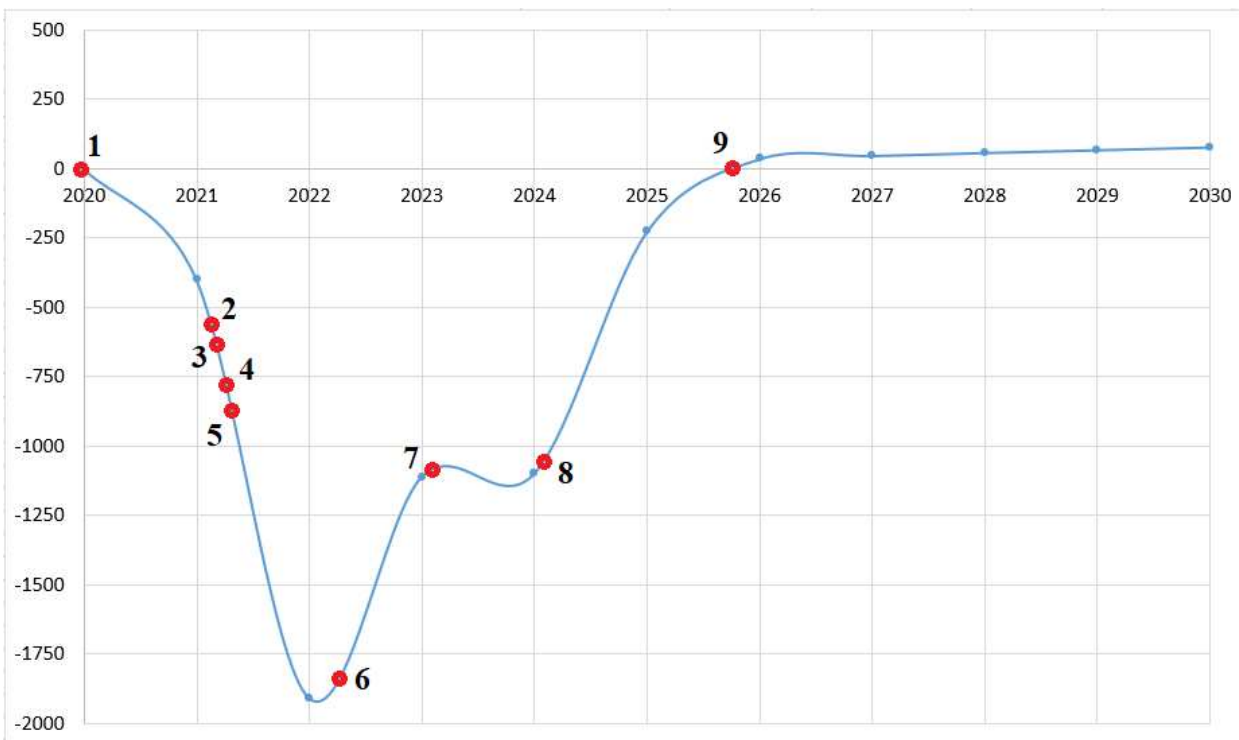


Рисунок 7.2-График КЭШ-ФЛО

На графике обозначены следующие этапы:

- 1- Начало земельных работ;
- 2- Начало бетонных работ;
- 3- Начало строительных работ;
- 4- Начало строительства КРУЭ;
- 5- Начало строительства ЛЭП;
- 6- Начало выработки электроэнергии, пуск первого гидроагрегата;
- 7- Пуск второго гидроагрегата;
- 8- Пуск третьего гидроагрегата;
- 9- Окупаемость проекта.

Ввод в работу первого гидроагрегата происходит в феврале 2022 года, соответственно, с этого момента начинается выработка и продажа электроэнергии. Прибыль начинает увеличиваться. К концу 2026 года проект окупается.

## 7.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий



Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

### **7.6.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.).

### **7.6.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7-Показатели эффективности реализации проекта «Хемчикская ГЭС на реке Хемчик»

Наименование	2020
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	68
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,5
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,2
Удельные капиталовложения, руб/Квт	95227,27

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Хемчикского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность**

## 8.1 Общие сведения о районе строительства

Хемчикский гидроузел находится в республике Тыва на реке Хемчик в 60 км ниже по течению от поселка Чадан.

Берёт начало на восточном склоне хребта Козер с пика 3122 м, относящегося к системе Шапшальского хребта, на границе с Республикой Алтай. Вся река расположена на территории республики Тыва.

Течёт между двух горных систем — Западный Саян с севера и Западный Танну-Ола с юга, собирая с них весь свой сток. В нижнем течении в Хемчикской котловине в виду крайне скудных осадков практически не получает водосток. Все истоки и притоки питаются стоком с высоких хребтов.

Река не имеет судоходных участков. В верхнем течении имеется множество порогов, водопадов. Долина узкая, с отвесными берегами, в русле множество валунов. В Хемчикской котловине река имеет равнинный характер с излучинами. Нередки крупные каменные останцы. Скорость течения невелика. За деревней Ийме река вновь принимает горный характер, попадая в горы Хемчикского хребта.

Климат республики Тыва резко-континентальный. Лето умеренно тёплое в горах, и жаркое в котловинах. Зимой температура воздуха обычно падает до  $-30$ — $-40$  °С; летом поднимается до  $+25$ — $+35$  °С; абсолютный минимум/максимум  $-59/+38$ . Среднегодовое количество осадков составляет от 200 мм в котловинах, и до 1000 мм в горах. Наиболее благоприятное время года — поздняя весна и ранняя осень. Вегетационный период составляет 150—160 дней. По территории республики распространены участки многолетней мерзлоты.

Дельта служит домом и приютом для 38 видам гнездящихся и мигрирующих птиц, среди которых нет охраняемых видов, занесенных в Красную книгу.

Дельта Хемчика является местом обитания некоторых видов рыб: ленок, таймень, сиг, окунь, щука, язь, хариус.

Животный мир в районе строительства ГЭС не разнообразен, здесь обитают горный козёл, пищуха, тундряная и белая куропатки. .

Воздействие Хемчикской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период последующей эксплуатации гидроэлектростанции.

## 8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Хемчикского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Создание Хемчикского водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- 1) Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- 2) Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- 3) Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе гидроузла;
- 4) Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Площадь затопления территории для создания Хемчикского водохранилища составляет 100 км<sup>2</sup>. На территории затопления не имеется населенных пунктов и социально-культурных объектов.

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

- Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий в проектах строительства водохранилищ.

- Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

- Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в период подготовки:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух;

- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение;

- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты;

  - разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

- Организация и проведение производственного экологического контроля.

### **8.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

Во время строительства Хемчикской гидроэлектростанции будет осуществляться значительный объем строительных и монтажных работ, при которых будет образовываться большое количество отходов, таких как:

– Лом бетонных изделий. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> 521600 м<sup>3</sup>);  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );  
 $\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{521600 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 23472 \text{ т.} \quad (8.2)$$

– Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,$$

где  $N$ - количество арматуры, т (100 т);  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );  
 $\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{100 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2 \text{ т.}$$

Следовательно, в результате строительства Хемчикской ГЭС будет образовано 23472 т лома бетонных изделий и 2 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков.

Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В эксплуатационный период Хемчикского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

– Сбросом дренажных, дождевых и талых вод;

- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

- Образованием отходов при эксплуатации, техническом обслуживании и текущих ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

- На среду обитания населения ближайших населенных пунктов, которые связаны с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации Хемчикской ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Вследствие того, что на расстоянии 60 км от ГЭС находится поселок Чадан, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Хемчик от сбросов Хемчикской гидроэлектростанции ниже по течению реки.

## **8.6 Пожарная безопасность**

Здание ГЭС должно быть оснащено автоматическими установками пожаротушения.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей этих предприятий и организаций. Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями.

Немедленно принимать меры к устранению обнаруженных 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, особенно по технологии производства;

- Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом;

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

В целях уменьшения рисков, связанных с пожарами на проектируемой Хемчиской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности;

- Должен быть установлен порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других;

- систем противопожарной защиты.

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

- Электросварочные, газопламенные и другие огневые работы должны выполняться в соответствии с требованиями правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- На основании настоящих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте;

- Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

## **8.7 Требования по охране труда и технике безопасности**

Все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять

Схема работы одного элемента фасадной системы приведена на рисунке 9.4



Рисунок 9.4 – Примерная схема работы элемента фасадной системы



Рисунок 9.5 – Концепт фасадной системы

Одним из плюсов данной концепции является то, что данную систему можно установить прямо в городской среде, избегая недовольства проживающих рядом людей. А также независимость здания от внутренних и внешних факторов, может существенно упростить жизнь и улучшить экологию.

#### 9.4 Дальнейшее совершенствование

Вырабатываемая таким образом электроэнергия может быть значительно улучшена несколькими способами. Пьезоэлектрический диск большого диаметра может быть использован для получения более высокой эффективности преобразования. Это может уменьшить количество ступеней из схемы, представленной на рисунке 2, так как меньшее количество преобразователей-суперконденсаторов, установленных параллельно, будет



способно выдавать одно и то же выходное напряжение. Это также повысит общий КПД схемы преобразования. Увеличение количества пьезоэлектрических дисков также увеличит общую вырабатываемую выходную электрическую мощность.

## **9.5 Применение**

В нашей стране данная технология может найти широкое применение в районах крайнего севера, где метели и ветренная погода далеко не новость. В число городов входящих в такие районы можно отнести Норильск, Воркута и Певек. Эти города находятся в пятерке самых ветренных городов России, поэтому расположение представленных концептов может оказать положительное влияние на энергообеспечение населения в данных городах.

## **9.6 Заключение**

Ветер - самый доступный ресурс вокруг нас днем и ночью. Производство электроэнергии с помощью ветра становится все более популярным способом получения экологически чистой электроэнергии. В обычной ветряной мельнице ветер используется для вращения турбины с целью преобразования энергии ветра в электричество. В данной работе представлен альтернативный способ получения чистой энергии ветра без использования турбины. Основной идеей данного альтернативного предложения является преобразование давления ветра в электрическую энергию с использованием пьезоэлектрического материала. Предлагаемый метод может открыть двери относительно новому способу получения чистой энергии от ветра, который является наиболее доступным источником вокруг нас. Предлагаемая идея особенно полезна в любой зоне страны, где существует сильный ветровой поток.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Хемчикской ГЭС, с плотиной высотой 59 м на реке Хемчик, являющейся сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев:  $Q_{1\%} = 991 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ,  $Q_{0,1\%} = 1295 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Хемчикской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 88 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 585,67 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 0,93 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 364,9 млн. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 45,0 м;
- расчётный – 40 м;
- минимальный – 33,4 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 250 м<sup>3</sup>/с.

Выбрана гидротурбина ПЛ50-В-355. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 3 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 3,55 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 214,3 об/мин рассчитан серийный гидрогенератор ВГС525/125-28 с номинальной активной мощностью 26,9 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (две воздушных линии, три генераторных присоединения) КРУЭ 220 кВ. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДН 40000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ 250/10/0,4

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-10 УЗ производства российской машиностроительной компании ЗАО «ЗЭТО».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Хемчикская ГЭС спроектирована по плотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосливная бетонная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- станционная плотина;
- глубинные водосбросы;
- машинный зал приплотинного типа.

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

- ширина подошвы – 41,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 538,00 м;
- отметка гребная водослива – 592,00 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 16,0 м;
- отметка гребня плотины – 600 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Хемчикской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Оценка эффективности капиталовложений в такое масштабное производство, как гидроэнергетика показывает, в лучшем случае:

- срок окупаемость – 6 лет;
- себестоимость электроэнергии – 0,2руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 95227,27 руб./кВт.

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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, 2005. - 174 с.
2. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
5. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
7. Бальзанников, М. И. Сооружения деривационной ГЭС (выбор основных параметров и их расчет) : учеб. пособие / М. И. Бальзанников, С. В. Евдокимов, А. А. Орлова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2007. – 64 с.
8. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Проектирование зданий станции: учебное пособие – Ленинград 1991.
9. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
10. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Бабанов О.С. Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые: отраслевой стандарт / ОСТ 108.023.105-84 – Введ. 01.07.1984 – Машиностроение, 1985 – 6 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: ОАО «РусГидро», 2007 – 20 с.
13. 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.

14. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>.
15. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -2200 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.
16. 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.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва :Стандартинформ, 2007. – 59 с.
18. Каталог «Высоковольтная аппаратура» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru>.
19. 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.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
21. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
22. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
23. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения – Москва: Стандартинформ, 2016 г.
24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
25. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.
26. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: «<https://www.ekra.ru>».
27. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
28. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
29. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

30. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП.
32. 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.
33. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
34. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. –64 с.
35. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
36. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
37. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
38. СТО РусГидро 06.01.99-2013 Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды. – Введ. 28.04.2014 – Москва – 97с.
39. Технические правила. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений. Изготовление. Монтаж и приемка. [Электронный ресурс] // ОАО «Трест Гидромонтаж». – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Хемчик в створе Хемчикской ГЭС с 1922 по 1971 гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1922	27	31	36	41	105	283	210	172	122	100	59	56	104
1923	40	44	48	50	201	296	178	148	104	58	50	48	105
1924	31	35	42	51	142	525	255	202	150	108	76	69	141
1925	58	61	65	92	128	229	219	164	108	68	49	44	107
1926	27	30	38	40	164	230	180	97	102	77	64	59	92
1927	39	41	50	47	106	305	177	170	155	68	51	48	105
1928	35	41	44	57	107	259	223	173	121	97	58	55	106
1929	47	48	53	80	236	499	114	131	135	76	74	65	130
1930	55	57	58	62	116	229	210	192	142	110	80	67	115
1931	34	49	64	86	256	307	155	151	115	56	48	43	114
1932	26	33	39	50	102	244	210	175	144	69	60	55	101
1933	43	49	51	53	281	463	129	127	141	67	53	49	126
1934	37	38	47	114	205	310	173	201	186	132	79	66	132
1935	50	51	56	102	290	813	315	254	197	103	70	55	196
1936	31	32	34	42	121	224	217	210	192	104	82	76	114
1937	60	61	63	66	173	269	215	195	128	115	87	75	126
1938	58	64	66	68	267	394	171	163	131	70	52	50	130
1939	27	29	47	58	259	343	181	183	177	111	89	72	131
1940	53	62	64	74	193	245	114	99	96	59	47	37	95
1941	30	31	35	49	229	557	322	214	184	66	61	52	153
1942	43	44	48	71	252	433	231	155	140	92	84	80	139
1943	57	58	59	61	237	306	228	219	181	144	92	79	143
1944	43	52	56	74	106	243	229	164	123	65	58	51	105
1945	42	43	49	66	187	320	284	164	151	134	91	83	135
1946	69	71	72	74	112	238	201	152	137	88	62	60	111
1947	42	45	59	60	247	689	256	203	175	131	93	90	174
1948	47	49	67	99	183	252	160	111	103	60	47	44	102
1949	29	36	42	43	222	502	374	239	160	113	83	69	159
1950	48	50	54	75	276	288	192	163	123	78	63	53	122
1951	42	47	52	59	112	276	184	183	131	103	65	62	110
1952	55	57	60	68	210	264	169	165	114	71	54	48	111
1953	36	38	40	63	228	573	234	153	146	94	71	62	145
1954	51	53	55	106	155	194	190	168	117	72	57	50	106
1955	36	42	45	53	124	348	213	166	163	119	88	82	123
1956	49	50	65	76	192	247	157	111	108	79	66	62	105
1957	32	41	44	45	85	202	162	115	92	63	55	48	82
1958	44	45	46	69	178	259	183	167	104	61	43	41	103
1959	32	35	39	44	124	298	256	222	173	74	67	62	119

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1960	44	52	54	76	137	312	187	155	118	106	85	74	117
1961	67	69	70	82	219	340	142	142	120	74	55	48	119
1962	37	39	43	47	110	296	196	193	130	69	65	53	107
1963	45	46	52	73	215	307	164	123	108	75	42	38	107
1964	33	34	37	72	183	316	233	228	127	82	68	61	123
1965	38	40	49	54	267	320	162	157	114	64	44	43	113
1966	34	37	39	41	114	264	252	243	128	84	68	57	113
1967	45	47	51	64	122	283	180	146	113	62	56	50	102
1968	38	39	44	55	286	320	159	126	113	74	46	40	112
1969	33	34	36	45	128	236	338	251	203	68	63	60	125
1970	41	42	54	91	146	240	240	197	110	63	45	41	109
1971	29	29	37	46	113	266	268	237	129	86	57	47	112
$Q_{\text{ср}}, \text{м}^3/\text{с}$	42	45	50	65	179	329	208	173	136	85	64	58	119



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Qср. год	Годы	Qср. полов.	Годы	Qср. межень	Годы
1	2	196	1935	374	1935	79	1943
2	4	174	1947	314	1947	75	1937
3	6	159	1949	301	1941	74	1947
4	8	153	1941	299	1949	73	1934
5	10	145	1953	267	1953	73	1945
6	12	143	1943	255	1924	71	1946
7	14	141	1924	242	1942	70	1930
8	16	139	1942	234	1943	70	1935
9	18	135	1945	231	1969	70	1960
10	20	132	1934	229	1939	66	1942
11	22	131	1939	228	1933	66	1955
12	24	130	1929	225	1938	66	1961
13	25	130	1938	223	1929	64	1956
14	27	126	1933	221	1945	63	1929
15	29	126	1937	217	1964	63	1954
16	31	125	1969	215	1934	62	1925
17	33	123	1955	215	1959	62	1939
18	35	123	1964	208	1950	61	1938
19	37	122	1950	206	1965	61	1951
20	39	119	1959	203	1955	60	1950
21	41	119	1961	203	1971	59	1924
22	43	117	1960	201	1968	59	1948
23	45	115	1930	200	1966	59	1949
24	47	114	1931	197	1931	59	1952
25	49	114	1936	196	1937	58	1953
26	51	113	1965	193	1936	57	1936
27	53	113	1966	193	1961	57	1940
28	55	112	1968	187	1970	57	1944
29	57	112	1971	185	1923	55	1928
30	59	111	1946	185	1962	55	1964
31	61	111	1952	184	1952	54	1931
32	63	110	1951	183	1927	54	1967
33	65	109	1970	183	1963	54	1970
34	67	107	1925	182	1960	53	1963
35	69	107	1962	178	1922	52	1933

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	Qcp. год	Годы	Qcp. полов.	Годы	Qcp. межень	Годы
36	71	107	1963	178	1930	51	1966
37	73	106	1928	178	1958	50	1922
38	75	106	1954	177	1928	50	1958
39	76	105	1923	177	1951	50	1959
40	78	105	1927	175	1932	50	1962
41	80	105	1944	173	1944	49	1927
42	82	105	1956	170	1925	48	1923
43	84	104	1922	169	1967	48	1926
44	86	103	1958	168	1946	48	1968
45	88	102	1948	165	1954	48	1969
46	90	102	1967	163	1956	47	1932
47	92	101	1932	162	1948	47	1957
48	94	95	1940	155	1926	47	1965
49	96	92	1926	149	1940	47	1971
50	98	82	1957	131	1957	46	1941

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Расчет мощности по водотоку													Сумма
Т, мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	45	47	51	126	143	194	181	151	124	62	56	50	
$Q_{\Sigma}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	1	-1	2	9	8	8	7	7	3	3	$\Sigma Q_{\text{полезн}} \text{м}^3/\text{с}$
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	42	44	50	127	141	185	173	143	117	55	53	47	1177
$Z_{\text{ББ}}, \text{м}$	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	550	550	550	551	551	551	551	551	551	550	550	550	
$H, \text{м}$	47	47	47	46	46	46	46	46	46	47	47	47	$\Sigma N_{\text{быт}}, \text{МВт}$
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	17	18	20	51	56	73	69	57	47	22	21	19	470
Расчет мощности по требованию ВХК													$\Sigma Q_{\text{ВХК}} \text{м}^3/\text{с}$
$Q_{\text{ВХК}} \text{м}^3/\text{с}$	45	45	45	90	90	90	90	90	90	90	45	45	855
$Z_{\text{ББ}}, \text{м}$	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	
$H, \text{м}$	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	$\Sigma N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	18	18	18	36	37	37	37	37	37	37	18	18	348
Сравнение двух режимов													
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	17	18	20	51	56	73	69	57	47	22	21	19	
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	18	18	18	37	37	37	37	37	37	37	18	18	Избыток
$\Delta$	-1	0	2	14	19	36	33	20	10	-15	3	1	122

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

Т, мес	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qлед	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qфилт, м <sup>3</sup> /с	Qшлюз, м <sup>3</sup> /с	Qпол, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Qвхк, м <sup>3</sup> /с	Qвдхр, м <sup>3</sup> /с	Qгэс, м <sup>3</sup> /с	Qх.с, м <sup>3</sup> /с	Объем вдхр			Уровни				Hгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Эгэс, млрд кВт·ч
												V1	dV	Vкон	Zн	Zк	Zср	ZНБ				
10	62	0	1	1	5	55	81	45	25	80	0	1,50	0,07	1,43	597,00	596,55	596,78	550,65	0,5	45,63	32	32
11	56	2	0	1	0	53	102	45	48	101	0	1,43	0,12	1,31	596,55	595,76	596,16	550,82	0,5	44,84	40	40
12	50	2	0	1	0	47	120	45	72	119	0	1,31	0,19	1,12	595,76	594,46	595,11	550,96	0,5	43,65	46	46
1	45	2	0	1	0	42	127	45	84	126	0	1,12	0,22	0,89	594,46	592,30	593,38	551,02	0,5	41,86	46	46
2	47	2	0	1	0	44	117	45	72	116	0	0,89	0,18	0,71	592,30	589,31	590,80	550,94	0,5	39,37	40	40
3	51	0	1	1	0	49	102	45	52	101	0	0,71	0,14	0,57	589,31	585,67	587,49	550,82	0,5	36,17	32	32
4	126	-3	1	1	0	127	90	90	-38	89	0	0,57	0,10	0,67	585,67	588,38	587,03	550,72	0,5	35,80	28	ВХК
5	143	-5	1	1	5	141	90	90	-52	89	0	0,67	0,14	0,81	588,38	591,13	589,76	550,72	0,5	38,53	30	ВХК
6	194	0	3	1	5	185	90	90	-96	89	0	0,81	0,25	1,06	591,13	594,00	592,57	550,72	0,5	41,34	32	ВХК
7	181	0	2	1	5	173	90	90	-84	89	0	1,06	0,22	1,28	594,00	595,60	594,80	550,72	0,5	43,58	34	ВХК
8	151	0	1	1	5	144	90	90	-55	89	0	1,28	0,15	1,43	595,60	596,53	596,07	550,72	0,5	44,84	35	ВХК
9	124	0	1	1	5	117	90	90	-28	89	0	1,43	0,07	1,50	596,53	597,00	596,77	550,72	0,5	45,55	36	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Баланс мощности

Месяц	Нагрузка системы		Проектируемая ГЭС			Сущ. ГЭС		ТЭС	
	$P_{\max}$	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N$	$N_{\text{нр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{авар}}$
1	300	9	82	6		30	2	188	30
2	291	9	76	6		30	2	185	29
3	274	8	62	6		27,5	2	185	27
4	256	8	62	5		25	2	169	26
5	240	7	61	5		22,5	2	156	24
6	230	7	63	5		20	2	147	23
7	230	7	63	5		20	2	147	23
8	239	7	61	5		22,5	2	155	24
9	255	8	62	5		25	2	168	26
10	274	8	62	6	13,7	27,5	2	185	27
11	290	9	75	6		30	2	185	29
12	300	9	82	6		30	2	188	30

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. (Работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Т, мес	Qбыт, м³/с	Qлед	Qисп, м³/с	Qфилт, м³/с	Qшлюз, м³/с	Qпол, м³/с	Qнб, м³/с	Qвхк, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qх.с, м³/с	Объем вдхр			Уровни				Hгэс, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Эгэс, млн кВт·ч
												V1	dV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб				
10	94	0	1	1	5	87	106	45	18	105	0	1,50	0,05	1,45	597,00	596,67	596,84	550,85	45,67	32	32	23,9
11	77	2	0	1	0	74	120	45	45	119	0	1,45	0,12	1,34	596,67	595,93	596,30	550,96	45,32	40	40	29,0
12	70	2	0	1	0	67	141	45	73	140	0	1,34	0,20	1,14	595,93	594,64	595,28	551,13	44,53	46	46	34,4
1	51	2	0	1	0	48	138	45	89	137	0	1,14	0,24	0,90	594,64	592,43	593,53	551,10	43,38	46	46	34,4
2	52	2	0	1	0	49	126	45	76	125	0	0,90	0,19	0,71	592,43	589,34	590,88	551,00	42,08	40	40	28,1
3	54	0	1	1	0	52	106	45	53	105	0	0,71	0,14	0,57	589,34	585,67	587,50	550,85	40,91	32	32	23,6
4	141	-3	1	1	0	144	100	90	-45	99	0	0,57	-	0,69	585,67	588,81	587,24	550,80	40,13	47	по ВХК	33,8
5	143	-5	1	1	5	139	90	90	-50	89	0	0,69	-	0,82	588,81	591,33	590,07	550,72	41,19	37	по ВХК	27,2
6	214	0	3	1	5	205	39	90	-167	38	0	0,82	-	1,26	591,33	595,42	593,38	550,32	42,40	48	по ВХК	34,8
7	197	0	2	1	5	189	100,5	90	-90	100	0	1,26	-	1,49	595,42	596,95	596,18	550,81	43,68	52	по ВХК	38,3
8	160	0	1	1	5	153	152	90	-2	151	0	1,49	-	1,50	596,95	596,98	596,97	551,21	44,82	41	по ВХК	30,5
9	125	0	1	1	5	118	118	90	-1	117	0	1,50	0,00	1,50	596,98	597,00	596,99	550,95	45,53	37	по ВХК	26,8

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 361 \text{ млн. кВт·ч}$$

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. (Работа по мощностям маловодного года)

Т, мес	Qбыт, м³/с	Qлед	Qисп, м³/с	Qфилт, м³/с	Qшлюз, м³/с	Qпол, м³/с	Qнб, м³/с	Qвхк, м³/с	Qвдхр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qх.с, м³/с	Объем вдхр			Уровни				Нгэс, м	Нгэс, МВт	Nгар, МВт	Эгэс, млн кВт·ч
												V1	dV	Vкон	Zн	Zк	Zср	Zнб				
10	94	0	1	1	5	87	95	45	0	80	7	1,50	0,02	1,48	597,00	596,86	596,93	550,76	0,5	45,67	32	32
11	77	2	0	1	0	74	102	45	27	101		1,48	0,07	1,41	596,86	596,41	596,64	550,82	0,5	45,32	40	40
12	70	2	0	1	0	67	119	45	51	118		1,41	0,14	1,28	596,41	595,55	595,98	550,95	0,5	44,53	46	46
1	51	2	0	1	0	48	122	45	73	121		1,28	0,20	1,08	595,55	594,18	594,86	550,98	0,5	43,38	46	46
2	52	2	0	1	0	49	110	45	60	109		1,08	0,15	0,93	594,18	592,75	593,47	550,88	0,5	42,08	40	40
3	54	0	1	1	0	52	89	45	36	88		0,93	0,10	0,83	592,75	591,50	592,13	550,72	0,5	40,91	32	32
4	143	-3	1	1	0	144	134	90	-11	133		0,83	-	0,86	591,50	591,90	591,70	551,07	0,5	40,13	47	ВХК
5	141	-5	1	1	5	139	102	90	-38	101		0,86	-	0,96	591,90	593,12	592,51	550,82	0,5	41,19	37	ВХК
6	214	0	3	1	5	205	130,6	90	-75	130		0,96	-	1,16	593,12	594,77	593,95	551,04	0,5	42,40	48	ВХК
7	197	0	2	1	5	189	135	90	-55	134		1,16	-	1,31	594,77	595,74	595,26	551,08	0,5	43,68	52	ВХК
8	160	0	1	1	5	153	105	90	-49	104		1,31	-	1,44	595,74	596,58	596,16	550,84	0,5	44,82	41	ВХК
9	125	0	1	1	5	118	94	90	-25	93		1,44	-	1,50	596,58	597,00	596,79	550,76	0,5	45,53	37	ВХК

Э<sub>год</sub> = 364,9 млн. кВт·ч

Продолжение приложения Б

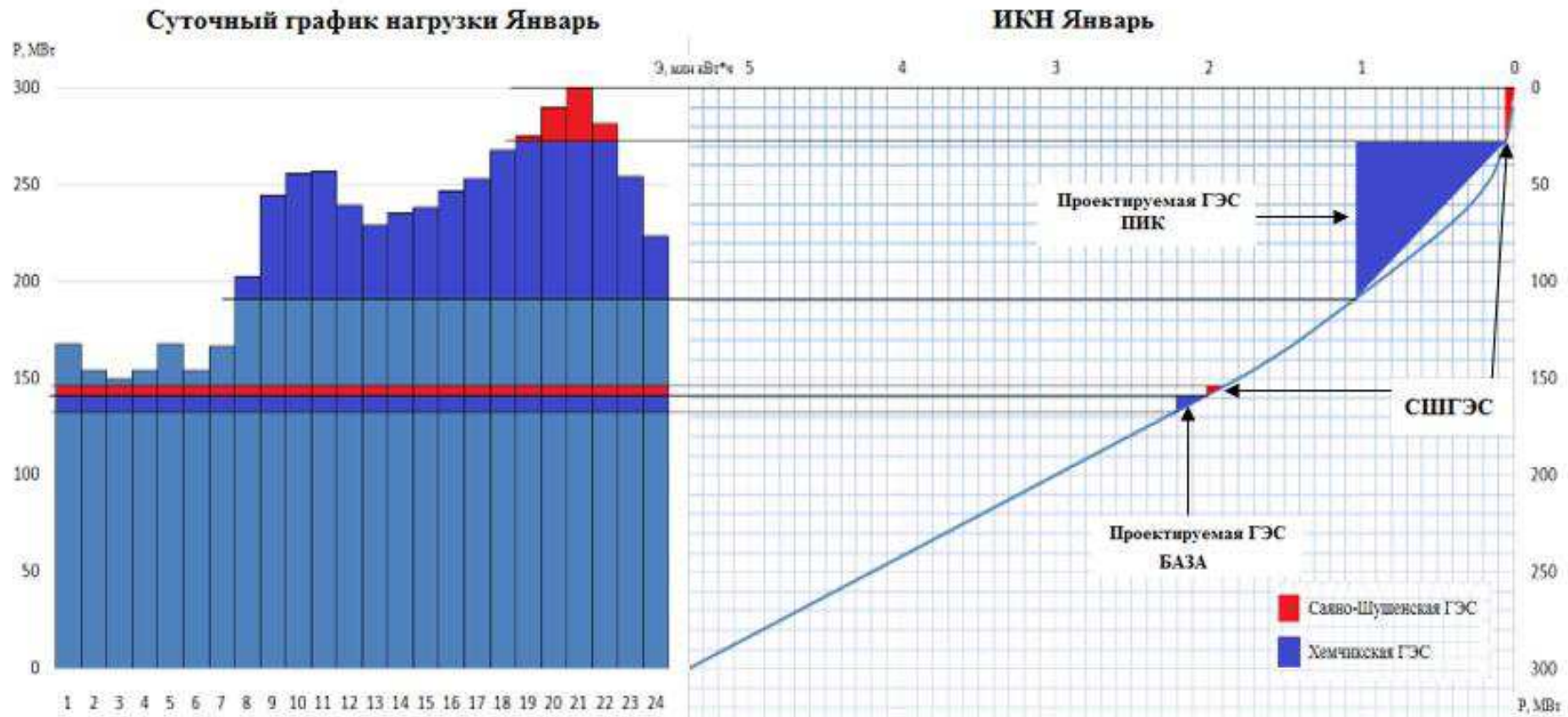


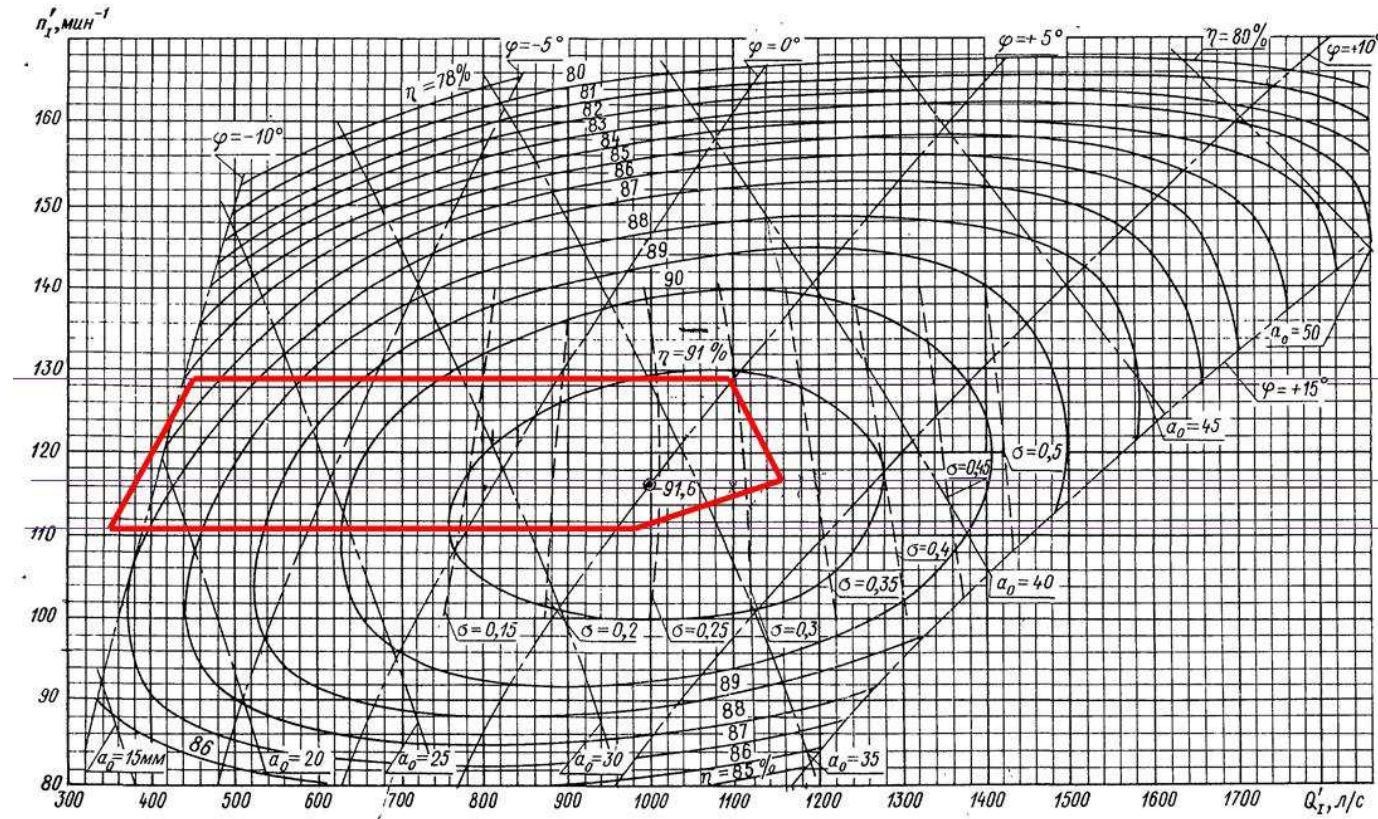
Рисунок Б.1 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь)



## **ПРИЛОЖЕНИЕ В**

### **Основное и вспомогательное оборудование**

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46  
№ 3247 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и  $t = 21^\circ\text{C}$

Черт. 18

Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-355 на главной универсальной характеристике

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Компоновка и сооружения гидроузла

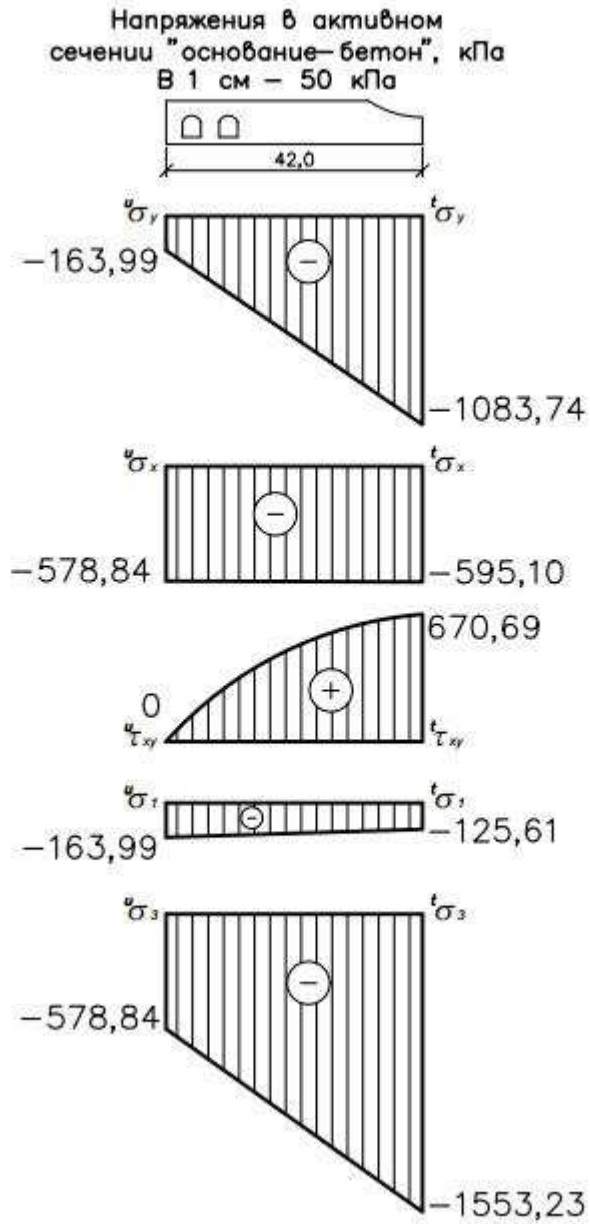
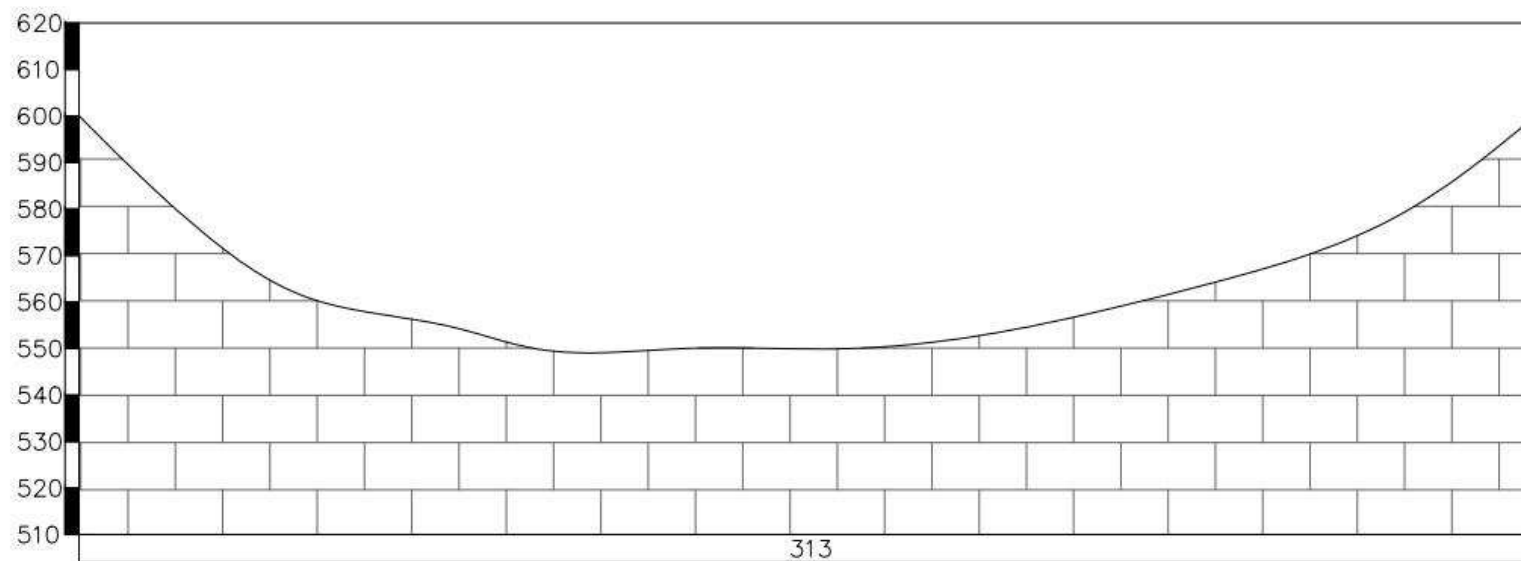
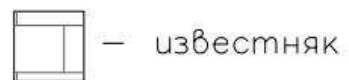


Рисунок Г.1 – Эпюры напряжений в активном сечении

Продолжение приложения Г



Условные обозначения:



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.


Рисунок Г.2 – Геологический разрез по створу плотины

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕМЧИКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХЕМЧИК.  
ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ВОЗМОЖНОСТИ  
ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИЗ СНЕЖНЫХ  
МЕТЕЛЕЙ И ПЫЛЕВЫХ БУРЬ**


Руководитель

  
подпись, дата

Кандидат технических наук  
Саяно-Шушенского филиала СФУ  
должность, ученая степень

Р.Ю. Беляев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата  
инициалы, фамилия

Е.П. Мироненко

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хемчикской ГЭС на реке Хемчик. Исследование потенциальной возможности извлечения электрической энергии из снежных метелей и пылевых бурь».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР


\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

 3.07.2020 А.В. Курочкин

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

 02.07 А.В. Расмискин

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

 А.Б. Муратов

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

 2.07.20 А.Т. Кочнев

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20 Н.П. Левенцов

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

 В.И. Татарин

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 02.07.20 Кудачев В.А.

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

 02.07.20 В.В. Лапачев

подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 02.07.20 А.А. Забанова

подпись, дата                      инициалы, фамилия