

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

« 15 » июня 2018г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-БИКИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИКИН.  
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ  
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Руководитель

  
15.06.18г.

подпись, дата

Доцент кафедры


ГГЭЭС СФУ СШФ

должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

  
15.06.2018г.

подпись, дата

А.О. Демченко

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усть-Бикинской ГЭС на реке Бикин. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме».

Консультанты по  
разделам:

Водоэнергетические расчёты	<u>Зайд 09.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Замеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алексей 14.06.18</u> подпись, дата	<u>А.В. Максимкина</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Игорь 08.06.18</u> подпись, дата	<u>ИГО Починиченко</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Макс 05.06.18</u> подпись, дата	<u>А.А. Козричева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Юрий 09.06.18</u> подпись, дата	<u>Н.П. Шевцова</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Игорь 08.06.18</u> подпись, дата	<u>ИГО Починиченко</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Юрий 06.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Лопасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Андрей 16.06.18</u> подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

# СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСТЬ-БИКИНСКОЙ ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общая часть.....	9
1.1 Климат.....	9
1.2 Гидрологические особенности.....	9
1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.4 Данные по энергосистеме.....	11
2 Водно-энергетические расчёты.....	12
2.1 Определение маловодного и средневодного года.....	12
2.1.1 Выбор расчетного года $P=50\%$ .....	13
2.1.2 Выбор расчетного года $P=90\%$ .....	13
2.2 Построения годовых графиков выработки энергосистемы.....	14
2.3 Нахождение кривых зависимости Расхода от отметки НБ и объема водохранилища от отметки ВБ.....	16
2.4 Предварительное определение коэффициента зарегулированности.....	18
2.5 Водно-энергетический расчет при расходах 90% обеспеченности.....	19
2.6 Сработка водохранилища по средневодному году.....	21
2.7 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС. Баланс мощности в маловодном году.....	22
2.8 Построение режимного поля.....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов.....	27
3.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины.....	30
3.3 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры.....	31
3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	35
3.6 Расчет вала на прочность.....	35
3.7 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора.....	36
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	36
4 Электрическая часть.....	37
4.1 Выбор номинального напряжения линий.....	37
4.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	38
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39
4.3.1 Выбор синхронных генераторов.....	39
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов.....	39
4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	41
4.4 Выбор главной ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	42
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	43
4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin3.....	43

4.6.1	Расчёт исходных данных.....	43
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3.....	45
4.6.3	Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin3».....	46
4.7	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме.....	47
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	47
4.7.2	Выбор выключателей и разъединителей 220кВ.....	47
4.7.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	49
4.7.4	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	50
4.8	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	50
5	Релейная защита и автоматика.....	51
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	51
5.2	Расчет номинальных параметров.....	52
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	53
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	53
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (Un (Uo))..	55
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	58
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	58
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	62
5.4.6	Дистанционная защита генератора.....	64
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	67
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	68
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	69
6.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	69
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	74
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	74
6.2.2	Определение параметров водосливных отверстий.....	75
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	76
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	77
6.2.5	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.....	79
6.3	Конструирование основных элементов плотины.....	82
6.3.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины.....	82
6.4	Разрезка плотины швами.....	83
6.4.1	Строительные швы.....	83
6.4.2	Конструктивные швы.....	84
6.5	Сопряжение каменно-набросной плотины.....	85
6.6	Расчет фильтрации и дренажей.....	85
6.7	Статические расчеты плотины.....	87
6.7.1	Сбор и расчет основных нагрузок на плотину.....	87
6.7.2	Вес сооружения и механизмов.....	87
6.7.3	Сила гидростатического давления воды.....	89
6.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления.....	89

6.7.5	Сила фильтрационного давления .....	89
6.7.6	Давление грунта .....	89
6.7.7	Волновое давление.....	91
6.8	Расчет прочности плотины.....	91
6.9	Оценка прочности плотины .....	94
6.10	Расчет устойчивости плотины .....	96
6.11	Пропуск строительных расходов.....	97
7	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	99
7.1	Устройство охраны труда.....	99
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	101
7.3	Пожарная безопасность .....	102
7.3.1	Пожаротушение гидрогенераторов .....	104
7.3.2	Пожаротушение силовых трансформаторов .....	104
7.3.3	Пожаротушение кабельных сооружений.....	105
7.3.4	Пожаротушение станционного маслохозяйства .....	105
7.4	Мероприятия по охране природы.....	106
8	Технико-экономические показатели .....	108
8.1	Объёмы производства электроэнергии, расходы в период эксплуатации .....	108
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	108
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	108
8.1.3	Налоговые расходы.....	111
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	112
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	113
8.3.1	Методология, исходные данные .....	113
8.3.2	Коммерческая эффективность .....	113
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	114
8.4	Анализ чувствительности.....	114
9	Виды регулирования .....	117
9.1	Регулирование частоты и перетоков активной мощности.....	117
9.2	Регулирование напряжения.....	118
9.3	Регулирование частоты и перетоков активной мощности на проектируемой Усть-Бикинской ГЭС.....	120
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>123</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>125</b>
	Приложение А. Водно-энергетические расчеты.....	127
	Приложение Б. ГУХ. Расчет и построение проточной части гидротурбины ...	132
	Приложение В. Уставки, матрица отключения защит .....	136
	Приложение Г. Стеснение русла .....	138

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСТЬ-БИКИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Бикин
2. Местонахождение ГЭС Приморский край
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 265 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин 440 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 4368 м<sup>3</sup>/с
  - г) минимальный 32 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой
  - б) отметки: НПУ 366,0 м УМО 338,64 м
  - в) объемы: полный 6,38 км<sup>3</sup> полезный 2,69 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 115 м
  - б) расчетный 92,2 м
  - в) минимальный 78,2 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная 360 МВт
    - гарантированная 322 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 1679 млн.кВт·ч
  - в) число часов использования установленной мощности 6800 ч
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал бетон
  - б) правобережная гравитационная материал каменно-набросная
  - в) левобережная гравитационная материал каменно-набросная
  - г) общая длина 1357,5 м
  - д) максимальная высота 130 м
9. Водобросные сооружения
  - а) тип глубинный водослив переходящий в поверхностный
  - б) число и размер пролетов 3 отверстия 8 х 7,5 м
  - в) общая длина 42,0 м
  - г) максимальная высота 130 м
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания приплотинное число агрегатов 3
  - б) грунты в основании гранит
  - в) тип спиральной камеры металлическая круглого сечения
  - г) тип отсасывающей трубы изогнутая
  - д) расстояние между осями агрегатов 14 м
  - е) размеры: общая длина 63 м ширина 21,00 м

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины PO115-B-400, диаметр 4 м
- б) тип генератора СВ-795/230-32Т, мощность 120 МВт
- в) частота вращения 187,5 об/мин
- г) тип трансформаторов ТЦ-160000/220-У1, 3 шт

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 18004,16 руб/кВт
- б) себестоимость энергии 0,11 коп/кВт·ч
- в) показатели эффективности
  - NPV 9894,4 млн. руб.
  - PI 1,48
  - Срок окупаемости 6 лет 3 месяца.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций. Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме того, гидроэлектростанции имеют еще одно очень важное преимущество перед тепловыми: маневренность и гибкость в работе.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства. Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

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

Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места. Также строительство новых станций необходимо для повышения надежности энергоснабжения региона и сдерживания роста тарифов.



## **1 Общая часть**

Река Бикин — река на Дальнем Востоке России в Приморском и Хабаровском краях, правый приток Уссури. Берёт начало на северных склонах хребта Каменного, расположенного в центральной части Сихотэ-Алиня. В верховьях течёт в южном и юго-западном направлении, затем меняет направление на западное. У села Васильевка впадает в реку Уссури справа, на 214 км от её устья.

### **1.1 Климат**

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

Средние месячные температуры летом +17°C...+22°C, зимой -13°C...-25°C. Количество осадков 700–900 мм/год, выпадают преимущественно летом (80% годовой суммы).

### **1.2 Гидрологические особенности**

Длина реки 560 км, площадь бассейна 22,3 тыс. км<sup>2</sup>, общее падение реки 1334 м, средний уклон 2,4. Основные притоки Бикина: Алчан, Ключевая (правые), Ада, Зева (левые). Средний годовой расход воды 238 м<sup>3</sup>/сек (объём стока 7,512 км<sup>3</sup>/год). Питание реки дождевое. После невысокого весеннего половодья начинается период с мощными дождевыми паводками, во время которых возможны наводнения. Максимальный расход воды 2450 м<sup>3</sup>/с; уровни воды могут повышаться до 5,5 м. В зимнюю межень минимальные расходы воды уменьшаются до 2,5 м<sup>3</sup>/с. Осенью на всем протяжении реки в течение 20–30 дней наблюдается шугоход. Замерзает река в конце ноября — начале декабря. Средняя продолжительность ледостава 140–145 дней. Вскрытие реки весной происходит в середине апреля, часто наблюдаются заторы.

Координаты кривой объемов гидроузла представлены в таблице 1.1 и показаны на рисунке 1.1.

Таблица 1.1–Координаты кривой объемов

Z, м	V, км <sup>3</sup>
248,5	0
277,88	0,61
297,48	1,21
311,56	1,82
322,58	2,42
331,65	3,03
339,36	3,63
346,07	4,24
352,02	4,85
357,36	5,45
362,21	6,06
366,65	6,66
370,75	7,27
374,55	7,87
378,1	8,48

$$Z_{\text{БВ}}=f(V)$$

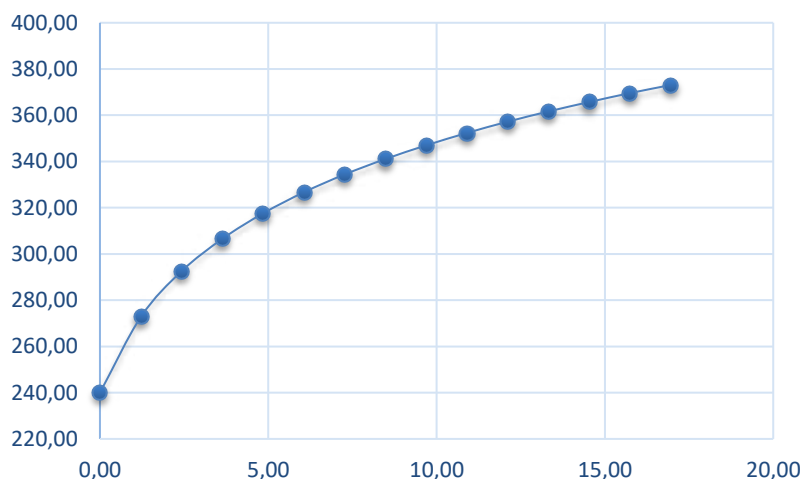


Рисунок 1.1 - Кривая площадей

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла находятся в таблице 1.2.

Таблица 1.2 –Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Qнб, м <sup>3</sup> /с	Zнб, м
12	248,5
188	254,13
362	257,43
536	259,76
710	261,57
886	263,06
1060	264,31
1234	265,39
1408	266,35
1582	267,21
1758	267,98
1932	268,69
2106	269,34
2280	269,94
2454	270,5

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе равен 0,8.

Требования участников ВХК и потери воды находятся в таблице 1.3.

Таблица 1.3–Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	32	32	32	32	87	87	87	87	87	87	32	32
Потребление из водохранилища	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
Льдообразование	-1	-1	0	4	8	5	0	0	0	-1	-3	-7

### 1.3 Инженерно-геологические условия

О основании реки Усть-Бикинского гидроузла залегает гранит. Ширина по створу 1357,5 метров. Дно находится на отметке 248,5 метра.

### 1.4 Данные по энергосистеме.

Энергосистема: «ОЭС Востока», типовой график нагрузки для широты «Центр»

Годовой максимум нагрузки: 5472 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС: 2330 МВт;

Нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%;

Коэффициент мощности:  $K_N = 8,6$ .

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Определение маловодного и средневодного года

Из гидрологического ряда реки Бикин по каждому году определяется средний расход года. Затем определяется среднемесячный расход за весь период наблюдения  $Q_{\text{ср}} = 256 \text{ м}^3$ . По нему определяются периоды межени и половодья в каждом году. Месяцы, расходы которых превышают средний, будут считаться месяцами половодья.

Из среднего расхода за период наблюдения можем определить Средний многолетний сток в кубокилометрах:

$$W_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} \cdot t = 265 \cdot 365 \cdot 87600 \cdot 10^{-9} = 8,47 \text{ км}^3 \quad (2.1)$$

Определим средние расходы годов по паводку и по межени.

Для построения кривых обеспеченности ранжируем полученные расходы от большего к меньшему (Таблица А.1 ПРИЛОЖЕНИЕ А) и для каждого года находятся обеспеченности по среднегодовому расходу, среднему расходу по межени и по паводку в процентах по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.2)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ранжированного ряда;  
 $n$  – общее число членов ряда.

По полученным данным строим эмпирические кривые обеспеченности (рисунок 2.1).

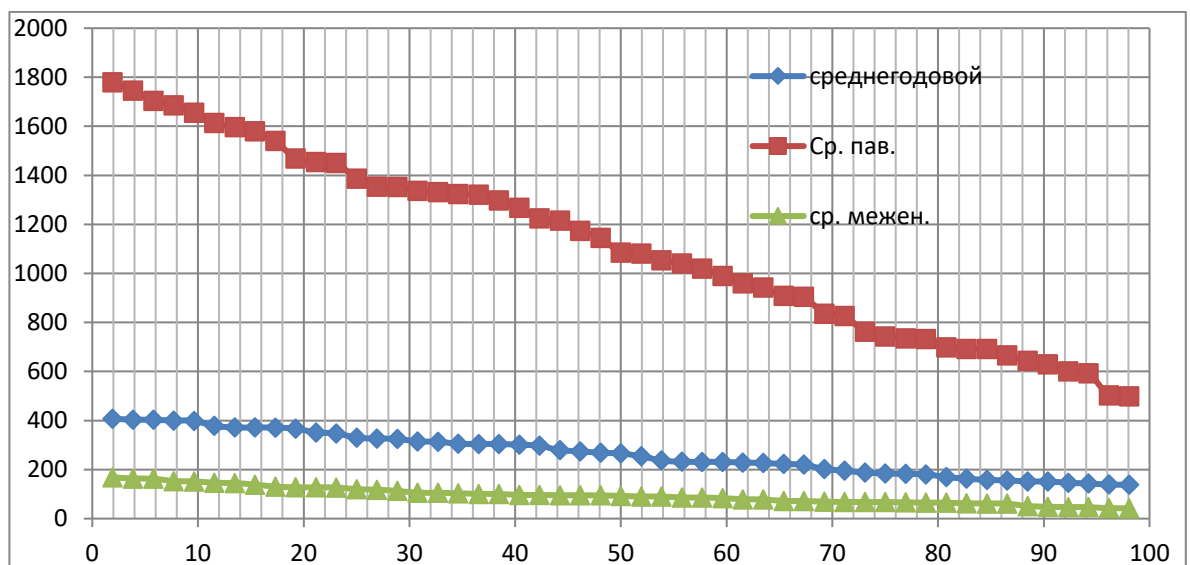


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности

### 2.1.1 Выбор расчетного года P=50%

По эмпирической кривой обеспеченности для среднего расхода за год выбираем года наиболее близкие к 50% обеспеченности. Для них определяем коэффициенты распределения. По коэффициентам определяем год наиболее типичный для 50% обеспеченности (2.3).

$$\begin{aligned}K_{\bar{i} 1966} &= \frac{Q_{\bar{i} 1961}}{Q_{\bar{i} 1966}} = 0,89 \\K_{\bar{i} 1981} &= \frac{Q_{\bar{i} 1961}}{Q_{\bar{i} 1981}} = 0,95 \\K_{M1966} &= \frac{Q_{M2010}}{Q_{M1966}} = 1,17 \\K_{\bar{i} 1981} &= \frac{Q_{M2010}}{Q_{M1981}} = 1,03\end{aligned}\tag{2.3}$$

За год 50% обеспеченности выбираем 1981 год.

### 2.1.2 Выбор расчетного года P=90%

По эмпирической кривой обеспеченности для среднего расхода за год выбираем года наиболее близкие к 90% обеспеченности (2.4).

$$\begin{aligned}K_{\bar{i} 1964} &= \frac{Q_{\bar{i} 1973}}{Q_{\bar{i} 1964}} = 0,90 \\K_{\bar{i} 1993} &= \frac{Q_{\bar{i} 1973}}{Q_{\bar{i} 1993}} = 1,06 \\K_{\bar{i} 1964} &= \frac{Q_{M1972}}{Q_{\bar{i} 1964}} = 1,15 \\K_{\bar{i} 1993} &= \frac{Q_{M1972}}{Q_{\bar{i} 1993}} = 0,78\end{aligned}\tag{2.4}$$

За год 90%й обеспеченности принимаем 1993 год.

После выбора годов заданной обеспеченности корректируем, умножив периоды межени и паводка на коэффициенты распределения (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Расходы маловодного и среднего года после корректировки по коэффициентам распределения в м<sup>3</sup>/с

после корректировки														Q <sub>ср</sub>	Q <sub>ср пав</sub>	Q <sub>ср меж</sub>
годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Q <sub>ср</sub>	Q <sub>ср пав</sub>	Q <sub>ср меж</sub>	
1993	28	20	20	98	713	545	82	45	102	25	43	22	145	629	54	
1981	70	35	56	181	1363	807	103	230	101	54	64	33	258	1085	103	

При корректировке изменяется средний расход года. Необходимо сохранять эти значения. Для этого все расходы года после корректировки умножаются на отношение средних расходов года до и после корректировки, результаты заносятся в таблицу 2.2.

$$K_{ср 90\%} = 151/145 = 1,04$$

$$K_{ср 50\%} = 266/258 = 1,03$$

Таблица 2.2 - Расходы маловодного и среднего года после корректировки по коэффициентам средних расходов в м<sup>3</sup>/с

годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Q <sub>ср</sub>	Q <sub>ср пав</sub>	Q <sub>ср меж</sub>
1993	29	21	21	102	741	566	86	47	106	26	45	23	151	654	56
1981	72	36	57	187	1404	832	106	230	111	55	66	34	266	1118	106
разница	43	15	36	85	663	265	21	184	4	29	21	11			

Получившиеся годы и будут расчетными.

## 2.2 Построения годовых графиков выработки энергосистемы

На сайте системного оператора берутся летний и зимний суточные графики выработки Восточной энергосистемы (таблица 2.3 и 2.4).

По ним строится суточный график мощностей потребления энергосистемы для зимних и летних суток в МВт. (Рисунок 2.2).

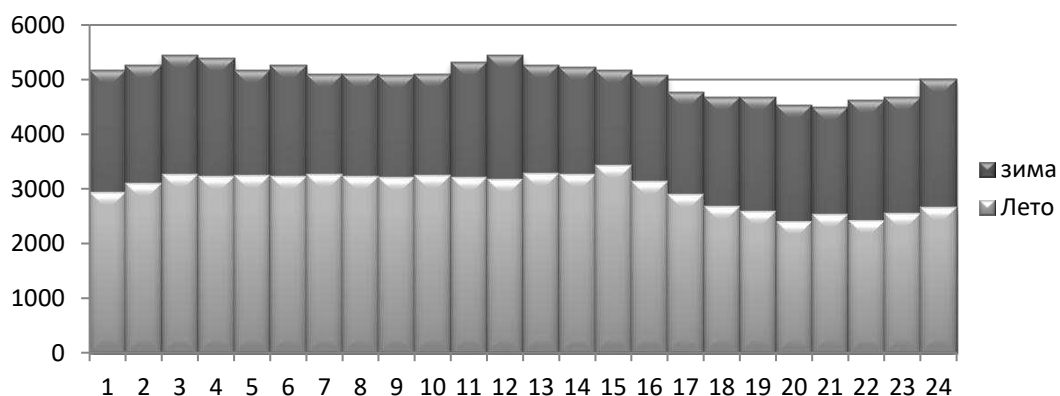


Рисунок 2.2 – Суточный график мощностей потребления энергосистемы для зимних и летних суток в МВт

Таблица 2.3 - Летний

часы	Потребление
1	2945
2	3113
3	3269
4	3236
5	3257
6	3228
7	3261
8	3230
9	3213
10	3244
11	3205
12	3179
13	3281
14	3276
15	3428
16	3140
17	2899
18	2675
19	2587
20	2411
21	2531
22	2423
23	2551
24	2672
среднее	3011
MAX	3428
MIN	2411

Таблица 2.4 - Зимний

часы	потребление
1	5167
2	5269
3	5435
4	5383
5	5169
6	5260
7	5097
8	5089
9	5077
10	5102
11	5314
12	5436
13	5254
14	5220
15	5162
16	5077
17	4766
18	4682
19	4669
20	4526
21	4495
22	4618
23	4674
24	4997
среднее	5039
MAX	5436
MIN	4495

Определяем для максимальной мощности системы коэффициенты  $A$  и  $B$  (2.5), (2.6):

$$A = (P_{\text{max лето}} + P_{\text{max зима}}) / 2 = 4432 \quad (2.5)$$

$$B = (P_{\text{max лето}} - P_{\text{max зима}}) / 2 = 1004 \quad (2.6)$$

С помощью коэффициентов  $A$  и  $B$  находится годовой график максимального потребления энергосистемы по формуле (2.7):

$$P = A + B \cdot \cos((30^\circ \cdot \text{Месяца} - 15^\circ) \cdot (3,1415/180^\circ)) \quad (2.7)$$

По выражению (2.7) заполняем таблицу максимальных мощностей годового графика потребления ЕЭС Востока (таблица 2.5).

Определяем для средних мощностей системы коэффициенты  $A$  и  $B$

$$A = (P_{\text{cp лето}} + P_{\text{cp зима}}) / 2 = 4025 \quad (2.8)$$

$$B = (P_{\text{cp лето}} - P_{\text{cp зима}}) / 2 = 1014$$

Результаты записываем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 -Таблица Максимальных и средних мощностей ЕЭС Востока в МВт

месяц	Pmax	Pcp
1	5437	3977
2	5168	3819
3	4701	3511
4	4163	3140
5	3697	2817
6	3428	2638
7	3428	2638
8	3697	2817
9	4163	3140
10	4701	3510
11	5167	3819
12	5437	3977

По ним строим годовой график потребления энергосистемы в МВт (Рисунок 2.3).

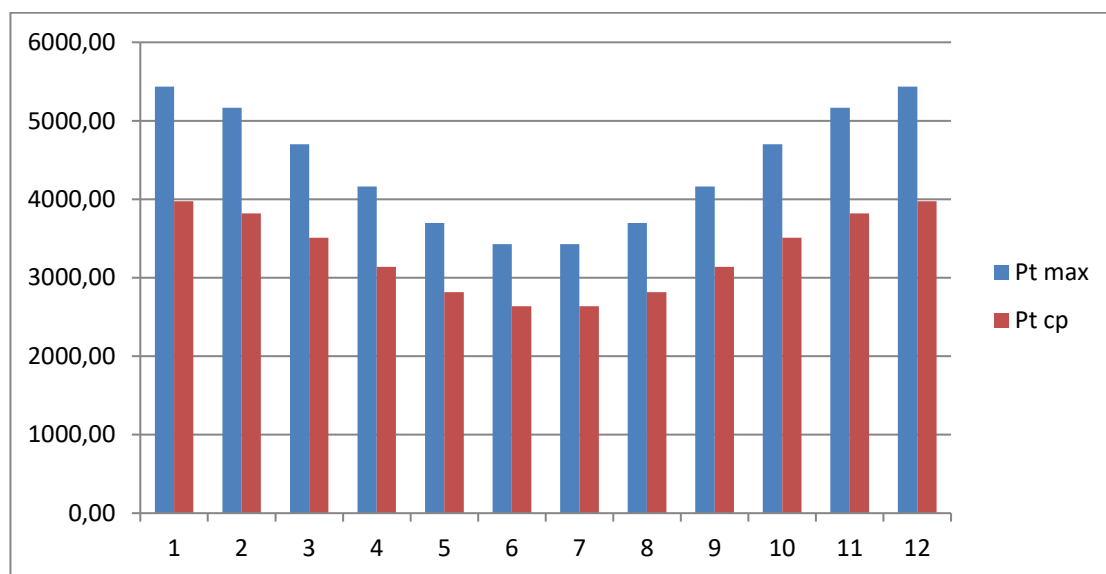


Рисунок 2.3 - Годовой график потребления энергосистемы в МВт

### 2.3 Нахождение кривых зависимости расхода от отметки НБ и объема водохранилища от отметки ВБ

В исходных данных берем таблицы зависимости отметки ВБ от объема водохранилища и расхода от отметки НБ. В программе «Excel» строим для них графики и накладываем на них полиномиальную кривую наиболее схожую с получившейся зависимостью (рис 2.4 и рис 2.5). За тем по математической зависимости этой кривой выполняем проверку, подставляя в значение «х»



расход нижнего бьефа и объем водохранилища (Таблица 2.6, Таблица 2.7). Полученные в результате этого отметки В.Б. и Н.Б. не имеют с данными в задании большого различия.

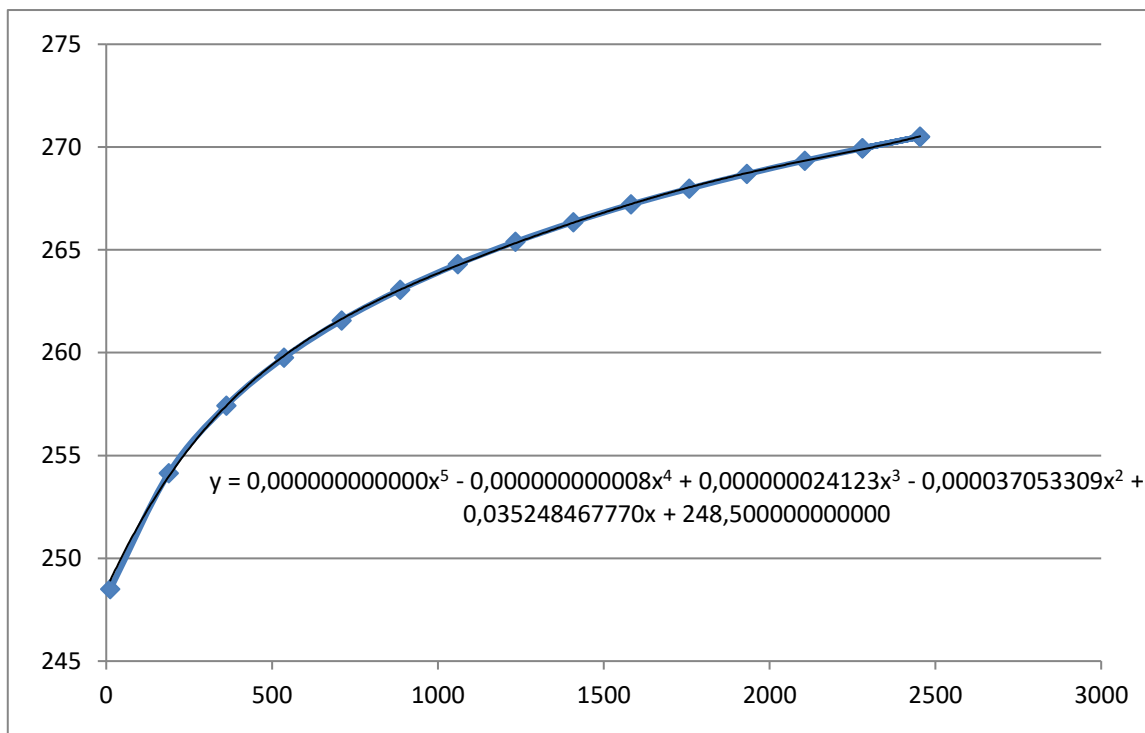


Рисунок 2.4 - Зависимость отметки верхнего бьефа в метрах от объема водохранилища, км<sup>3</sup>

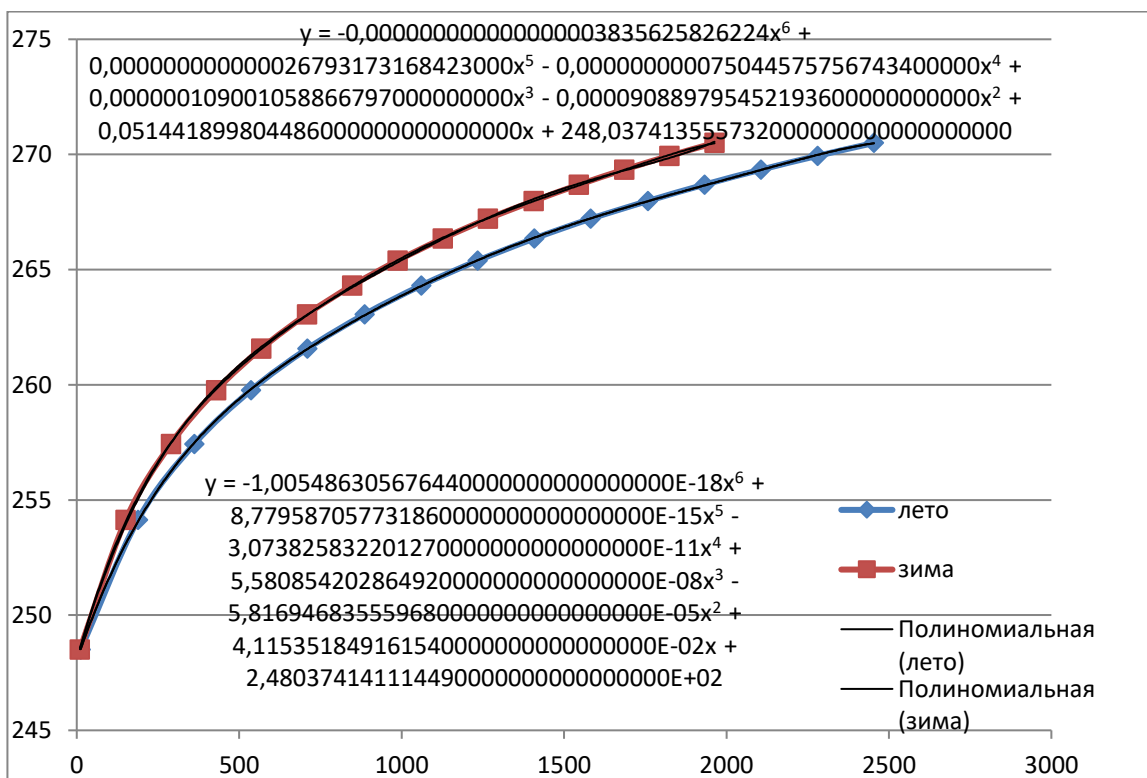


Рисунок 2.5 - Зависимость отметки нижнего бьефа в метрах от расхода воды в м<sup>3</sup>/с

Таблица 2.6 - Проверка зависимости отметки верхнего бьефа в метрах от объема водохранилища в км<sup>3</sup>

Zвб	Vвдх	Zвб. Проверка
248,5	0	248,54
277,88	0,61	277,20
297,48	1,21	297,15
311,56	1,82	311,80
322,58	2,42	322,65
331,65	3,03	331,47
339,36	3,63	338,86
346,07	4,24	345,59
352,02	4,85	351,75
357,36	5,45	357,27
362,21	6,06	362,29
366,65	6,66	366,61
370,75	7,27	370,45
374,55	7,87	374,02
378,1	8,48	378,08

Таблица 2.7 - Проверка зависимости отметки нижнего бьефа в метрах от расхода воды в м<sup>3</sup>/с

Qнб, м <sup>3</sup> /с	Zнб, м	Qнб Зима м <sup>3</sup> /с	Zнб,м пров лето	Zнб,м пров зима
12	248,5	9,6	248,52	248,52
188	254,13	150,4	254,05	254,05
362	257,43	289,6	257,48	257,48
536	259,76	428,8	259,81	259,81
710	261,57	568	261,55	261,55
886	263,06	708,8	263,02	263,02
1060	264,31	848	264,29	264,29
1234	265,39	987,2	265,41	265,41
1408	266,35	1126,4	266,38	266,38
1582	267,21	1265,6	267,23	267,23
1758	267,98	1406,4	267,97	267,97
1932	268,69	1545,6	268,66	268,66
2106	269,34	1684,8	269,33	269,33
2280	269,94	1824	269,98	269,98
2454	270,5	1963,2	270,48543	270,48543

Т. к. полученные полиномиальные зависимости прошли проверку берем их за истинные.

#### 2.4 Предварительное определение коэффициента зарегулированности

Т. к. с отметкой УМО можно определиться только после сработки водохранилища по маловодному году, определить коэффициент зарегулированности можем только ориентировочно. За отметку УМО возьмем Z соответствующую двум третям напора.

Определим приблизительный напор (2.9):

$$H = Z_{НПУ} - Z_{НБ \text{ при } Q=0} = 366 - 248,5 = 117,5 \text{ м} \quad (2.9)$$

Определяю приблизительную отметку УМО (2.10):

$$Z_{УМО} = 2 \cdot \frac{H}{3} + Z_{НБ \text{ при } Q=0} = 2 \cdot \frac{117,5}{3} + 248,5 = 326,83 \text{ м} \quad (2.10)$$

По зависимости (2.10) определяем объем вдх при НПУ и при УМО. Для этого подставляем в (2.10) Zнб и Zнпу.

$$V_{НПУ} = 6,61 \text{ км}^3; \quad V_{УМО} = 2,8 \text{ км}^3$$

Определяем полезный объем водохранилища (2.11):

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 3,81 \text{ км}^3 \quad (2.11)$$

Коэффициент зарегулированности (2.12):

$$\beta = V_{\text{полезн}} / W = 3,81 / 8,47 = 0,45 \quad (2.12)$$

Возможно годовое регулирование.

## 2.5 Водно-энергетический расчет при расходах соответствующих 90 процентной обеспеченности

Определим расходы маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, испарения и льдообразования. Результаты представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Полезный расход года 90% обеспеченности

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q, м <sup>3</sup> /с 90%	106	26	45	23	29	21	21	102	741	566	86	47
Требования ВХК	32	32	32	32	87	87	87	87	87	87	32	32
Потребление из водохранилища	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
Льдообразование	-1	-1	0	4	8	5	0	0	0	-1	-3	-7
Q полезный	103	23	43	25	31	20	15	96	735	554	81	38

Для построения графика баланса энергий определяем потенциальную мощность полезного притока воды года 90% обеспеченности и потенциальную мощность расходов воды требуемой водохозяйственным комплексом. (Таблицы 2.9 и 2.10, соответственно.)

Таблица 2.9 - Потенциальная мощность полезного расхода воды при сработки от отметки НПУ

Q полезный	103	23	43	25	31	20	15	96	735	554	81	38
НПУ	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0
Δh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
zНБ	252,5	249,2	249,7	249,0	249,3	248,8	248,6	251,5	261,8	260,0	251,0	249,9
Н	111,5	114,8	114,2	115,0	114,7	115,2	115,4	112,5	102,2	104,0	113,0	114,1
N 90%	99	23	42	24	31	20	15	93	646	496	78	37

Сумма средних мощностей 12 месяцев равна 1603 МВт.

Таблица 2.10 - Потенциальная мощность расхода воды требуемого ВХК при сработки от отметки НПУ

Q <sub>пол ВХК</sub>	32	32	32	32	87	87	87	87	87	87	32	32
НПУ	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0
Δh	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
zНБ	249,6	249,6	249,3	249,3	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	251,2	249,3	249,6
Н	114,4	114,4	114,7	114,7	112,8	112,8	112,8	112,8	112,8	112,8	114,7	114,4
N <sub>ВХК</sub>	31	31	32	32	84	84	84	84	84	84	32	31

Сумма средних мощностей 12 месяцев равна 695 МВт.

Для нахождения линии гарантированной мощности первой итерации вычтем из суммы средних мощностей маловодного года сумму мощностей ВХК. Из этого сможем узнать избыток бытовых мощностей относительно ВХК (2.13).

$$\sum N_{90\%} - \sum N_{ВХК} = 1603 - 695 = 908 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

Энергию, соответствующую этой мощности, необходимо распределить на зимние месяцы. График баланса энергий представлен на рисунке А.1 в ПРИЛОЖЕНИИ А.

Чтобы найти координату линии гарантированной мощности необходимо сделать распределение избытка бытовой мощности относительно ВХК.

Для этого вычитаем из средних мощностей мощности по ВХК. После этого из полученных значений вычитаем ориентировочную координату линии гарантированной мощности (3623 МВт). Затем подбираем такую координату, чтобы сумма полученных значений зимних месяцев (летом работаем с расходами ВХК) приблизительно равнялась избытку бытовых мощностей относительно ВХК (Таблица 2.11).

Таблица 2.11 - Гарантированные мощности ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N МВт	332	165	По ВХК	По ВХК	По ВХК	По ВХК	По ВХК	По ВХК	По ВХК	По ВХК	165	322

Сработку водохранилища начинаю с 11го месяца (Таблица 2.12).

Таблица 2.12 - Водо-энергетический расчет сработки водохранилища

месяц	РАСХОДЫ						ОБЪЕМЫ			ОТМЕТКИ ВБ			Zнб	Н	Nгэс
	Qпол	Qнб	Qвхк	Qв-ща	Qх.сб	Qгэс	Vнач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Zср			
11	81	177	32	95	0	176	6,57	0,25	6,32	366,00	364,26	365,13	253,77	109,36	165
12	38	377	32	338	0	376	6,32	0,91	5,42	364,26	357,00	360,63	259,03	99,60	322
1	103	409	32	305	0	408	5,42	0,82	4,60	357,00	349,31	353,15	259,53	91,62	322
2	23	217	32	193	0	216	4,60	0,47	4,13	349,31	344,47	346,89	255,88	89,01	165

Продолжение таблицы 2.12

месяц	РАСХОДЫ						ОБЪЕМЫ			ОТМЕТКИ ВБ			Zнб	H	Nгэс
	Qпол	Qнб	Qвхк	Qв-ща	Qх.сб	Qгэс	Vнач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Zср			
3	43	44	32	0	0	43	4,13	0,00	4,13	344,47	344,47	344,47	249,75	92,73	34
4	25	32	32	6	0	31	4,13	0,02	4,12	344,47	344,31	344,39	249,28	93,11	24
5	31	87	87	55	0	86	4,12	0,15	3,97	344,31	342,71	343,51	251,21	90,30	67
6	20	87	87	66	0	86	3,97	0,17	3,80	342,71	340,81	341,76	251,21	88,55	65
7	15	87	87	71	0	86	3,80	0,19	3,61	340,81	338,64	339,72	251,21	86,51	64
8	96	87	87	-10	0	86	3,61	-0,03	3,64	338,64	338,95	338,79	251,20	85,59	63
9	735	87	87	-649	0	86	3,64	-1,68	5,32	338,95	356,12	347,53	251,20	94,33	69
10	554	87	87	-468	0	86	5,32	-1,25	6,57	356,12	366,02	361,07	251,23	107,84	80

За отметку УМО приму минимальный уровень  $Z_{вб}=338,64$  м.

Пересчитаю коэффициент зарегулированности (2.14):

$$\beta = V_{\text{полезн}} / W = 2,96 / 8,47 = 0,35. \quad (2.14)$$

График изменения ВБ представлен на рисунке 2.6.

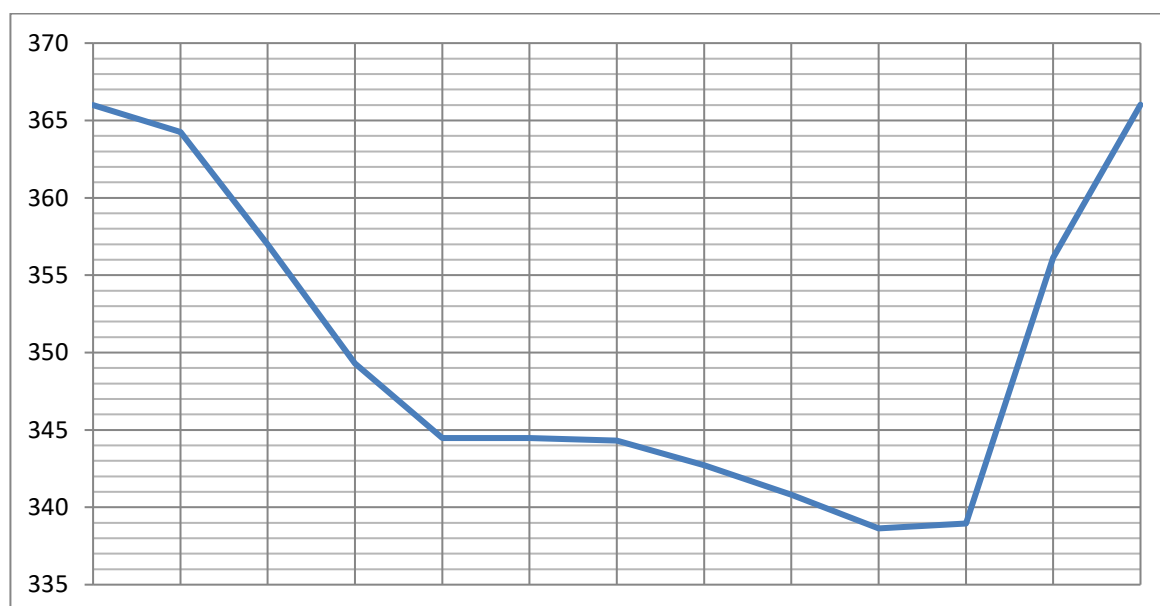


Рисунок 2.6 - Изменение отметки верхнего бьефа в км<sup>3</sup>

## 2.6 Сработка водохранилища по средневодному году

Целью сработки водохранилища по средневодному году является нахождение таких режимов сработки и наполнения при которых ГЭС выдаст максимальную выработку.

Определяю расходы маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, испарения и льдообразования. Результаты представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Расходы маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, испарения и льдообразования

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q, м3/с	111	55	66	34	72	36	57	187	1404	832	106	230
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	4	4	4	4	4	4	0	0
Льдообразование	-1	-1	0	4	8	5	0	0	0	-1	-3	-7
Q полезный	109	53	65	37	75	36	52	182	1399	826	102	222

Вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице 2.14. ГЭС в первом месяце работает с мощностью маловодного года, а в последующих с мощностью маловодного плюс объем воды запасенный в предыдущем месяце. В последнем месяце срабатываем ВДХ до отметки УМО. Наполнение водохранилища по мощностям маловодного года. После наполнения водохранилища до НПУ ГЭС работает с мощностями по водотоку.

Таблица 2.14 – Сработка и наполнение водохранилища

Месяц	Расходы						ОБЪЕМЫ			ОТМЕТКИ ВБ			Z нб	H	N ГЭС	Э Мил МВт*Ч
	Q пол	Q нб	Q вхк	Q в-ща	Q х.сб	Q ГЭС	V нач	$\Delta V$	V кон	Z нач	Z кон	Z ср				
11	102	176	32	73	0	175	6,57	0,19	6,38	366,00	364,67	365,34	253,76	109,58	165	119
12	222	366	32	143	0	365	6,38	0,38	6,00	364,67	361,81	363,24	258,86	102,38	322	232
1	109	385	32	275	0	384	6,00	0,74	5,26	361,81	355,59	358,70	259,15	97,55	322	232
2	53	242	32	188	0	241	5,26	0,45	4,81	355,59	351,33	353,46	256,48	94,98	197	142
3	65	154	32	88	0	153	4,81	0,24	4,57	351,33	348,99	350,16	253,18	94,97	125	90
4	37	126	32	88	0	125	4,57	0,23	4,34	348,99	346,66	347,82	252,40	93,42	100	72
5	75	169	87	93	0	168	4,34	0,25	4,09	346,66	344,02	345,34	253,58	89,76	130	93
6	36	130	87	93	0	129	4,09	0,24	3,85	344,02	341,38	342,70	252,52	88,18	98	70
7	52	143	87	90	0	142	3,85	0,24	3,61	341,38	338,64	340,01	252,89	85,12	104	75
8	182	178	87	-5	0	177	3,61	-0,01	3,62	338,64	338,78	338,71	253,79	82,92	126	91
9	1399	413	87	-987	0	412	3,62	-2,56	6,18	338,78	363,22	351,00	258,25	90,75	322	232
10	826	984	87	-145	302	379	6,18	-0,39	6,57	363,22	366,00	364,61	263,75	98,86	322	232
																1679

Среднегодовая выработка Усть-Бикинской ГЭС в средневодном году равна 1679 млн. МВт\*ч.

## 2.7 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС. Баланс мощности в маловодном году

Для определения установленной мощности необходимо знать рабочую мощность. Рабочую мощность зимних месяцев я нахожу из ИКН для января (Таблица А.2 ПРИЛОЖЕНИЕ А), а летних из ИКН для июня (Таблица А.3 ПРИЛОЖЕНИЕ А).

После построения ИКН (Рисунок А.2 и А.3, ПРИЛОЖЕНИЕ А) вписываем в нее треугольник проектируемой ГЭС и существующих ГЭС. По оси абсцисс мы откладываем прирост выработки ГЭС по часам за январь (июль). Ее мы находим, умножив среднюю мощность января (июля) на количество часов в сутках. Длину второго катета мы находим, вписав треугольник так, чтобы рабочая мощность не превышала гарантированную в 2 раза.

$$N_{\text{раб январь}} = 322 \text{ МВт.}$$

$$N_{\text{раб июль}} = 65 \text{ МВт.}$$

На ГЭС устанавливаю только нагрузочный резерв. Он будет равен 1,5% от мощности системы. Аварийный (7% от мощности системы) и ремонтный резерв (рассчитываю от установленной мощности) устанавливается на ТЭС.

Баланс мощности в энергосистеме представлен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Баланс мощности в энергосистеме

Месяц	Нагрузка системы			Существующие гэс			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Рмакс	Рар	Рнр	Нраб	Нрем	Ннр	Нраб	Нрем	Ннр	Нраб	Нар	Нрем
1	5437	381	82	1950		29,25	322	0	5	3165	381	
2	5168	362	78	1930		28,95	165	0	2	3072	362	
3	4701	329	71	1910		28,65	34	22	1	2757	329	
4	4163	291	62	1890		28,35	24	22	0	2249	291	
5	3697	259	55	1870	145	28,05	67	0	1	1780	259	453
6	3428	240	51	1850	145	27,75	65	0	1	1513	240	734
7	3428	240	51	1850	145	27,75	64	0	1	1514	240	734
8	3697	259	55	1870	145	28,05	63	0	1	1764	259	453
9	4163	291	62	1890		28,35	69	0	1	2204	291	
10	4701	329	71	1910		28,65	80	0	1	2711	329	
11	5167	362	78	1930		28,95	165	0	2	3072	362	
12	5437	381	82	1950		29,25	322	0	5	3165	381	

Рассчитываем установленную мощность проектируемой ГЭС (2.15).

$$N_{\text{уст пр ГЭС}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}} = 322 + 37,27 = 360 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

На ТЭС располагается аварийный резерв. Установленная мощность ТЭС будет складываться из рабочей мощности января и аварийного резерва января (2.16).

$$N_{\text{уст ТЭС}} = N_{\text{раб ТЭС}} + N_{\text{авр рез}} = 3165 + 381 \approx 3546 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

Рассчитываем ремонтную площадь проектируемой ГЭС (2.17).

$$F_{\text{рем пр ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст пр ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = 44 \text{Мвт} \quad (2.17)$$

Рассчитываем ремонтную площадь существующих ТЭС (2.18).

$$F_{\text{рем ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст ТЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} = 2374 \text{Мвт} \quad (2.18)$$

Распределяю эту площадь на графике баланса мощностей маловодного года (Рисунок 2.7). Ремонт проектируемой ГЭС будет располагаться в 3 и 4 месяцах.

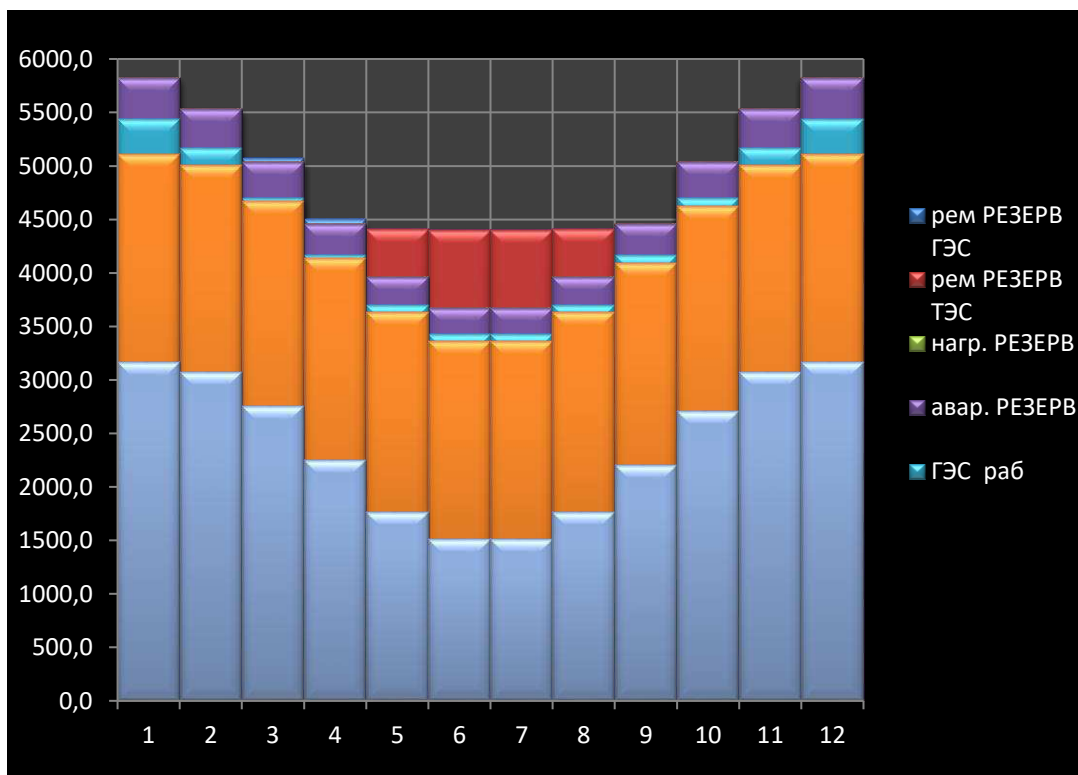


Рисунок 2.7 – Баланс мощностей маловодного года

## 2.8 Построение режимного поля

Для выбора турбин ГЭС необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, т.е. построить режимное поле по расходу и напору (Рисунок 2.8).

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ (366 м), нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (338,64м).



Промежуточной является характеристика, построенная при напоре в середине января ( $Z_{вб(р)}=353$  м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (2.19)$$

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО;

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

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

Работа гидротурбины определяется с учётом следующих ограничений:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.20)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности;  $k_N = 8,6$ .

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую строим по зависимости (результаты расчетов записаны в таблице 2.16):

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_{ГЭС}^N}} \quad (2.21)$$

Таблица 2.16 - Таблица построения режимного поля

Кривые связи нб для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия огр. по расчётной Нуст		Линия огр. по проп.способн. ГЭС		Линия огр. по Qсан.попуск	
Qнб	Zнб,зима	Zнб,лето	Н нпу	Н умо	Hzвб1(р)	Н	Q	Н	Q	Н	Q
12	198,8	248,5	115,50	88,14	102,50	106,10	384	92,2	440	115,00	32
188	203,304	254,13	109,87	82,51	96,87	105,11	387	91,2	438	87,50	32
362	205,944	257,43	106,57	79,21	93,57	104,11	391	90,2	435		
536	207,808	259,76	104,24	76,88	91,24	103,12	395	89,2	433		
710	209,256	261,57	102,43	75,07	89,43	102,13	398	88,3	430		
886	210,448	263,06	100,94	73,58	87,94	101,14	402	87,3	428		
1060	211,448	264,31	99,69	72,33	86,69	100,14	406	86,3	426		
1234	212,312	265,39	98,61	71,25	85,61	99,15	410	85,3	423		
1408	213,08	266,35	97,65	70,29	84,65	98,16	415	84,3	421		
1582	213,768	267,21	96,79	69,43	83,79	97,16	419	83,3	418		
1758	214,384	267,98	96,02	68,66	83,02	96,17	423	82,3	416		
1932	214,952	268,69	95,31	67,95	82,31	95,18	428	81,4	413		
2106	215,472	269,34	94,66	67,30	81,66	94,19	432	80,4	411		
2280	215,952	269,94	94,06	66,70	81,06	93,19	437	79,4	408		
2454	216,4	270,5	93,50	66,14	80,50	92,20	441	78,4	406		

По полученным данным строим режимное поле (рисунок 2.8).

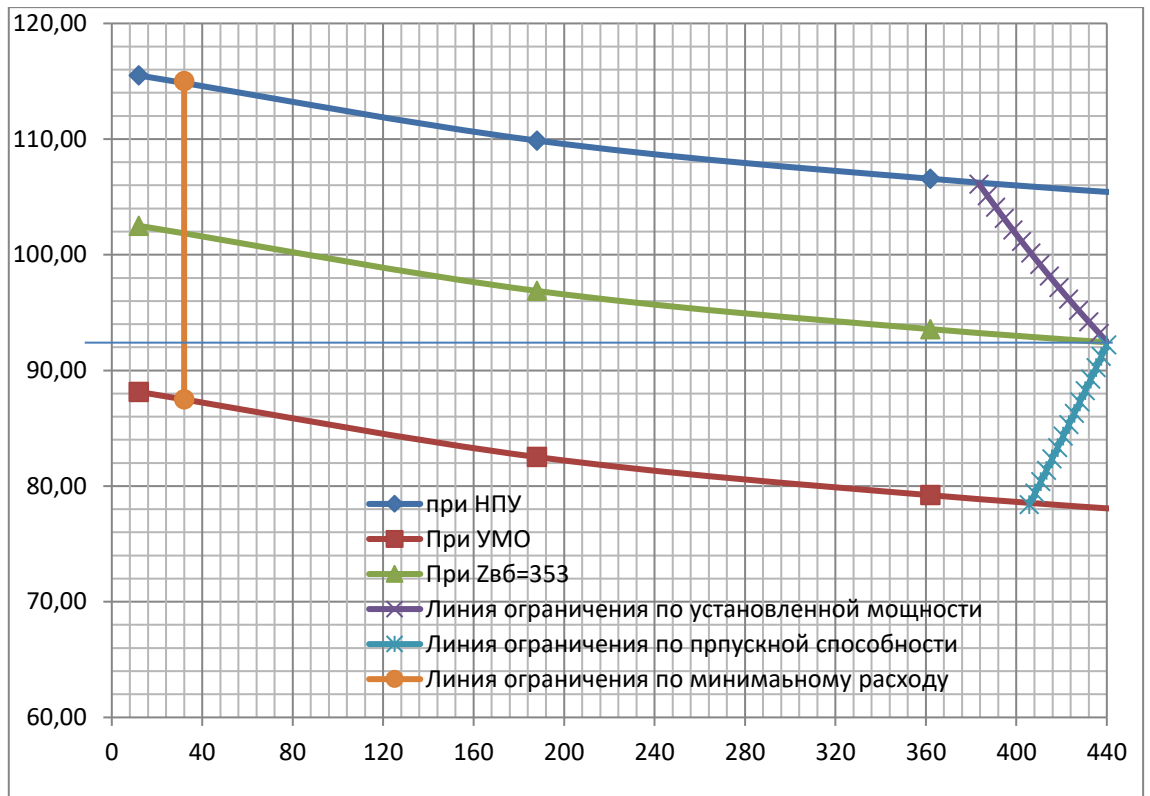


Рисунок 2.8 - Режимное поле

По режимному полю определяем диапазон изменений напоров и расхода:

- расчетный напор  $H_{расч} = 92,20$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 78,20$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 115,00$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 440$  м³/с;
- минимальный расход  $Q_{min} = 32$  м³/с.

По режимному полю выбирают турбины, подходящие под эти параметры. Необходимым параметром для выбора турбины служит отношение минимального напора к максимальному напору турбины.

$$H_{min} / H_{max} = 78,2 / 115 = 0,68$$

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производился по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max}=115$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Для данного максимального напора выбрали радиально-осевую РО-115-В реактивную гидротурбину, параметры модели данной гидротурбины приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры выбранного типа модельной гидротурбины

Параметр		РО-115
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	115
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\text{ opt}}, \text{ об/м}$	75
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\text{ opt}}, \text{ л/с}$	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{ max}}, \text{ л/с}$	1080
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\text{ max}})$	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{ м}}, \text{ м}$	0,5156
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	2
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,68

На главной универсальной характеристике турбин (Рисунок Б.1 и Рисунок Б.2 ПРИЛОЖЕНИЕ Б) наметили расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$(Q'_{(p1)} = 1,08 \text{ м}^3/\text{с}, \eta'_{(p1)} = 0,89 \text{ – для РО-115-В}).$$

Для выбора оптимального рабочего колеса выполнили основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблице 3.2, для РО-115-В.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt{\left(\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}} \cdot \left(\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{м}}}\right)^2} \right) \quad (3.1)$$

где  $\eta(p1)$ ,  $D_{1\text{м}}$ ,  $H_{\text{м}}$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_{\text{р}}$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_{\text{н}}, \nu_{\text{м}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_{\text{н}}$  и  $t_{\text{м}}$  ;

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

Приняли коэффициент полезного действия гидрогенератора:  $\eta_{г.ср.}=0,97$ .

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср.}, \quad (3.2)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст} = 360$  МВт – расчетная установленная мощность.

Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.4)$$

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

$\Delta$  - 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 приняли ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Для каждого выбранного диаметра нанесли линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , которые рассчитали по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.5)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

Рассчитали произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}} \quad (3.8)$$

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

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

Верхняя и нижняя граница режимного поля – это 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:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.9)$$

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

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО-115-В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО-115-В

$D_1$ м	2,8	3,35	4	4,75
$\eta_T$	0,93	0,93	0,94	0,94
$N_{agr}, кВт$	66532	95380	136179	192291
$z'$ шт	5,41	3,77	2,64	1,87
$Z_a$	6	4	3	2
$N_{agr}, кВт$	60000	90000	120000	180000
$\Delta p$	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'$ с	263,3	220,2	184,6	155,5
$n'$ синх	272,6	230,8	187,5	166,7
$n'_{Hmax}$	84,3	85,3	82,7	87,3
$n'_{Hрасч}$	77,6	78,6	76,2	80,4
$n'_{Hmin}$	69,5	70,4	68,2	72,0
$Q^* \eta_T$ рас	0,91	0,95	0,89	0,95
$Q^* \eta_T$ max	0,65	0,68	0,64	0,68
$Q_{min} H_{max}$	0,37	0,26	0,18	0,13
$Q_{min} H_{max}$	0,45	0,31	0,22	0,16

### 3.2 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимую отметку рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчет производили по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.10)$$

где  $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{н.б.}$ , соответствующим расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ;
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ;
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре.

Высоту отсасывания определили по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.}, \quad (3.11)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{x.пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна:

$$Z_{x.пл.} = \frac{B_0}{2}, \quad (3.12)$$

где  $B_0$ -высота направляющего аппарата натурной гидротурбины, для РО 115 диаметром 4 м равна:

$$B_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 4 = 1,264 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
PO-115-B	2,8	6	272.6	60	1,28	0,22	-3,00
PO-115-B	3,35	4	230.8	90	0,50	-0,63	-4,24
PO-115-B	4	3	187,5	120	0,85	0,17	-2,00

Проанализировав полученные результаты, окончательно приняли к установки гидротурбину PO-115-B  $D_1=4$ м, так как требуется меньшее заглубление рабочего колеса.

Определили отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s=-2,00$ . Для этого случая  $Z_{НБ}=258,82$ . Тогда заглубление по формуле (3.10):

$$\nabla Z_{p.k.} = 258,82 + (-2,00) = 256,82 \text{ м.}$$

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

### 3.3 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Принимаем скорость во сходном сечении в соответствии с рисунком 3.1:

$$v_{вх} = 8,8 \text{ м/с}$$

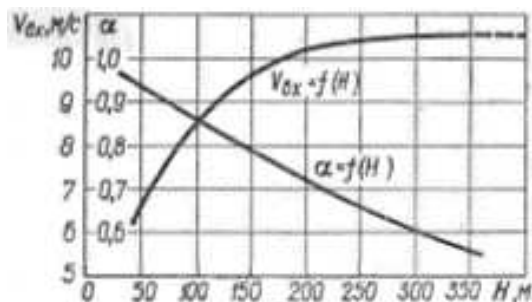


Рисунок 3.1 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры

Основные размеры статора для металлической спиральной камеры:

$$D_a = 6150 \text{ мм;}$$

$$D_b = 5320 \text{ мм;}$$

$$D_4 = 6500 \text{ мм;}$$

$$R = 350 \text{ мм;}$$

$$h_1 = 350 \text{ мм};$$

$$k = 150 \text{ мм}.$$

Угол охвата спирали по УХ  $\varphi=351^\circ$ .

Расход через входное сечение спирали:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = \frac{141,825 \cdot 351}{360} = 138,28 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.14)$$

Определяем площадь входного сечения и радиус:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{138,28}{8,8} = 15,714 \text{ м}^2. \quad (3.15)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{15,714}{\pi}} = 2,237 \text{ м} \quad (3.16)$$

Высота направляющего аппарата из УХ:

$$b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 4 = 1,264 \text{ м}. \quad (3.17)$$

Геометрические соотношения сечений спиральной камеры круглого сечения представлены на рисунке 3.2.

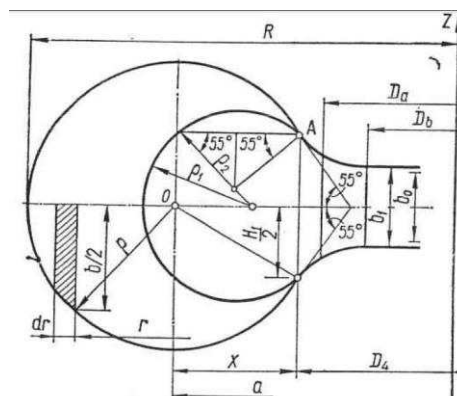


Рисунок 3.2 – Геометрические соотношения сечений спиральной камеры круглого сечения

Полная высота статора:

$$b_1 = b_0 + 20 = 1264 + 20 = 1284 \text{ мм}; \quad (3.18)$$



$$H_1 = b_1 + 2h_1 = 1284 + 2 \cdot 350 = 1984 \text{ мм.} \quad (3.19)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a = R_4 + \sqrt{\rho_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{6,5}{2} + \sqrt{2,237^2 - 0,992^2} = 5255 \text{ мм.} \quad (3.20)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a + \rho = 5255 + 2237 = 7492 \text{ мм.} \quad (3.21)$$

Значение  $\left(\frac{\varphi}{c}\right)$  входного сечения:

$$\left(\frac{\varphi}{c}\right)_{\text{вх}} = a - \sqrt{a^2 - \rho^2} = 5,255 - \sqrt{5,255^2 - 2,237^2} = 0,50. \quad (3.22)$$

При принятом значении:

$$\varphi_{\text{вх}} = \frac{351}{360} = 0,975;$$

$$\frac{1}{c} = \frac{0,50}{0,975} = 0,513.$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитываем все значения спиральной камеры. Весь расчет сводится в таблицу Б.1 ПРИЛОЖЕНИЕ Б, но при этом следует воспользоваться следующими соотношениями для определения величин:

$$\begin{aligned} \varphi &= \frac{\varphi_i}{360}; \left(\frac{\varphi}{c}\right); 2R_4\left(\frac{\varphi}{c}\right); 2R_4\left(\frac{\varphi}{c}\right) - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2; \sqrt{2R_4\left(\frac{\varphi}{c}\right) - \left(\frac{b_1}{2}\right)^2}; \\ x &= \sqrt{2R_4\left(\frac{\varphi}{c}\right) - \left(\frac{b_1}{2}\right)^2} + \left(\frac{\varphi}{c}\right); x^2; \rho^2 = x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2; \rho = \sqrt{\rho^2}; \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$a = R_4 + x; R = \rho + a.$$

План металлической спиральной камеры изображён на рисунке Б.3 в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Для проверки плавности изменения сечений потока строим кривую  $R = f(\varphi)$  (рисунок 3.3).

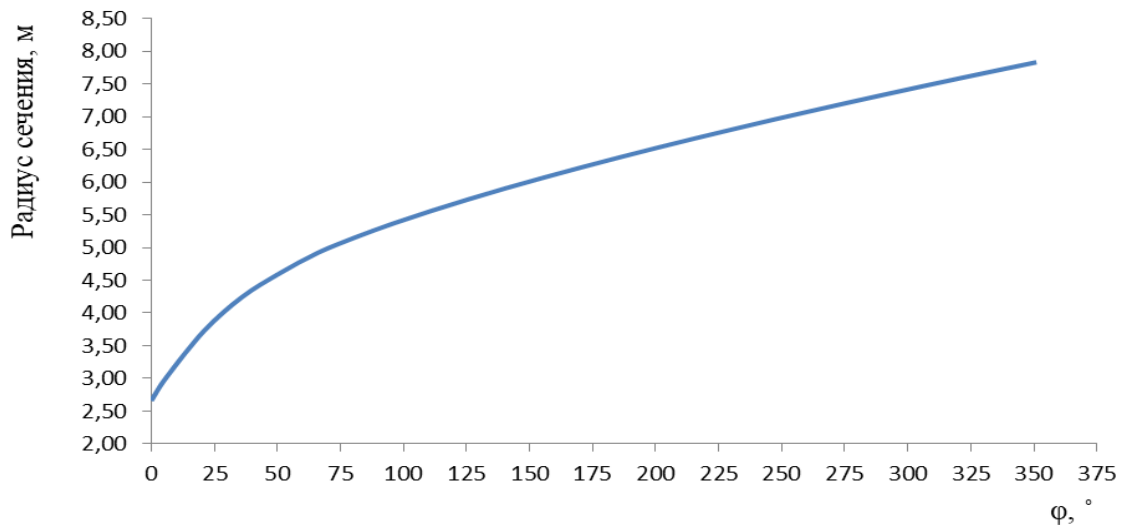


Рисунок 3.3 – Изменение наружного радиуса спиральной камеры  $R=f(\varphi)$

Чтоб расчетные сечения касались статора в заданной точке А (рисунок 3.2), часть сечений спирали выполняют эллиптической формы.

$$\rho_1 = \frac{\frac{H_1}{2}}{\sin \alpha_k} = \frac{1,984/2}{\sin 55^\circ} = 1,211 \text{ м} = 1211 \text{ мм.} \quad (3.24)$$

(Значение  $\rho_1$  сохраняем постоянным для всех эллиптических значений).

Величина  $\rho_2$  переменна и зависит от радиуса  $R$  наружного контура спиральной камеры (Таблица 3.4).

$$\rho_2 = \frac{R - (R_4 + \rho_1(1 - \cos 55^\circ))}{2 \cos 55^\circ} \quad (3.25)$$

Определяем постоянную спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2\pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{141,825}{2\pi \cdot 0,513} = 44,02 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (3.26)$$

Вычисляем угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{v_r}{v_u} = \frac{Q/2\pi r_0 b_1}{k/r_0} = \frac{141,825}{2\pi \cdot 2,325 \cdot 1,984} = 0,812. \quad (3.27)$$

$$\delta = 46^\circ 31'.$$

Таблица 3.4 – Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

Сечения	φ	ρ <sub>1</sub> , мм.	R, мм.	ρ <sub>2</sub> , мм.
1	2	3	4	5
15	141	1211	5912	1870
16	126		5741	1721
17	111		5561	1564
18	96		5369	1397
19	81		5159	1214
20	66		4919	1005
21	51		4609	735
22	36		4244	417

### 3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 141,8}{3,14 \cdot 5,5^2} = 5,98 \text{ м/с}, \quad (3.28)$$

где Q=141,8м/с-расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

D=5,5м-диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 4 \cdot \left( \frac{5,98}{\sqrt{9,81 \cdot 4}} \right)^{0,55} = 1,95 \text{ м}. \quad (3.29)$$

### 3.6 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_v^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} \quad (3.30)$$

где:  $\tau_{доп} = 30 \div 35$  МПа.

Приняли  $\tau_{доп} = 30$  МПа, а крутящий момент  $M_{кр}$  определили по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 120000}{187,5} = 6,23 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.31)$$

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 6,23}{30} \right)^{0.33} = 1,02 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Окончательно приняли диаметр вала 1,1 метра.

### **3.7 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора**

По номограмме для турбины PO115/810–B-51,56 определили тип маслonaпорной установки: МНУ 4/1-40-4-2.

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

Электрогидравлический регулятор выбрали типа ЭГР–МП–150–11. Электрогидравлический регулятор на микропроцессорах с главным золотником диаметром 150 мм.

### **3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала**

Исходя из условия обеспечения свободного прохода с каждой стороны гидроагрегата (не менее 2м) и с учетом установки вспомогательного оборудования принимается ширина машинного зала 24 м.

Ширину монтажной площадки приняли равной 21 м. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 м.

Определили ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{\text{бл}} = 3,5 * D_1 = 3,5 * 4 = 14 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Определили длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} * n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 14 * 3 + 21 = 63 \text{ м.} \quad (3.34)$$

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор номинального напряжения линий

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных 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 выбор схемы электрических соединений влияют основные факторы:

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

Определим напряжение, на котором будет осуществляется передача ЭЭ проектируемой гидроэлектростанции, по формуле Заллеского А.М., применяемая при условии  $P > 60 \text{ МВт}$  и  $L < 1000 \text{ км}$ :

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(0.1 + 0.015\sqrt{L})} = 198,24 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

где  $P$  - активная мощность передаваемая по 1 линии;  
 $L$  - длина линии.

Выдача мощности проектируемой ГЭС будет осуществляться на напряжении 220 кВ.

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система			
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$l$	$S_{\text{б}}$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА	МВА
3×120	13,8	0,85	220	230	100	150

1.  $T_{\text{max}} = 6800 \text{ час/год.}$
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд  $P_{\text{сн}} = 0,01P_{\text{уст.ГЭС}}$ .
4. Коэффициент мощности собственных нужд  $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном}}$ .

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

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right); \quad (4.2)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot \left( \frac{120 - 120 \cdot 0,01}{0,895} \right) = 398 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 120 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos \varphi_c = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, принимаемый равным 1, при номинальном напряжении 330 кВ и выше, 1,2 при напряжении 220 кВ, 1,4 при напряжении 110 кВ;

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} = \frac{(360 - 360 \cdot 0,01)}{(1,2 \cdot 120 / 0,85)} = 3 \text{ шт.} \quad (4.3)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{398}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,261 \text{ кА.} \quad (4.4)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,6 \cdot 261 = 438,5 \text{ А} \quad (4.5)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,6$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Из условия возникновения коронирования для линии напряжением  $U=220$ кВ выбираем провод марки АС –240/39.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{398}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,35 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры провода марки АС – 240/39

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-795/230-32Т производства ООО "Силовые машины".

Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора СВ-795/230-32Т

Номинальная мощность, МВ·А МВт		$U_{Гном}$ , кВ	$\cos \varphi_{Г,о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Гном}$	$P_{Гном}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
134	120	13,8	0,895	0,983	0,2	0,3	0,96

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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

$$S_{расч} = \frac{P_{Гном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{120 - 120 \cdot 0,01}{0,895} = 132,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТЦ-160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4-Каталожные данные трансформатора ТЦ-160000/220

$S_{ном}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
160	242	13,8	12	405	114	0,56

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 =$$

$$= 5663 \text{ ч/год.} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B, \quad (4.9)$$

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

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

$\omega = 0,053$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,114 \cdot 8727 = 994,88 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{TНОМ}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,405}{1} \cdot \left(\frac{132,74}{160}\right)^2 \cdot 5663 =$$

$$= 1578,58 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

$$I_{пот} = (994,88 + 1578,58) \cdot 6800 \cdot 0,58 = 10149,73 \text{ тыс. руб/год.}$$



Для трех блоков:

$$I_{\text{пот}3}^{220} = 3 \cdot 10149,73 = 30450 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночным блоком

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 0,01 \cdot \frac{360}{0,895} = 4022 \text{кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-4000/15 У1(УЗ). Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-4000/15 У1(УЗ)

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
4000	13,8; 15	6,0	5,4	24,0	5,3

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Для электроснабжения электроприемников собственных нужд ГЭС и ГАЭС необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания.

По каталогу ООО «Производственная компания НВА» (Тамбовская обл., г. Рассказово) выбирается трансформатор ТС-1000 35/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6- Каталожные данные трансформатора ТС-1000 35/0,4

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
1000	35	0,4	7	10,5	2,5

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

Согласно стандарту [8]: «...необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Усть-Бикинской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

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

Выбираем дизель-генераторную установку АЗИМУТ АД-1000С-Т400-1РМ11 номинальной мощностью 1000 кВт, напряжением 0,4 кВ.

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

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

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.14)$$

где  $K_T$ —стоимость силового трансформаторов;

$K_{Т.с.н.}$  -стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ОРУ}$  —стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$ - число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$K_1 = 9 \cdot 23 + 3 \cdot 37,2 + 3 \cdot 0,78 = 320,94 \text{ млн. руб.} \quad (4.15)$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

где  $E_n=0,15$ —нормативный коэффициент,

$K_i$ -капиталовложения,

$I_i$ -величина издержек на потери электрической энергии.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.16):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 320,94 + 30,45 = 78,6 \text{ млн. руб.}$$

Так как на ГЭС три агрегата, для надежности электрической схемы, выбираем схему с одиночными блоками.

Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования.

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

Число присоединений РУ-220кВ: 7 (4 ВЛЭП 220кВ, 3 блока). В соответствии со стандартом: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», выбираем вариант с одной рабочей секционированной системой шин и секционным выключателем и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220кВ представлена на рисунке 4.1.

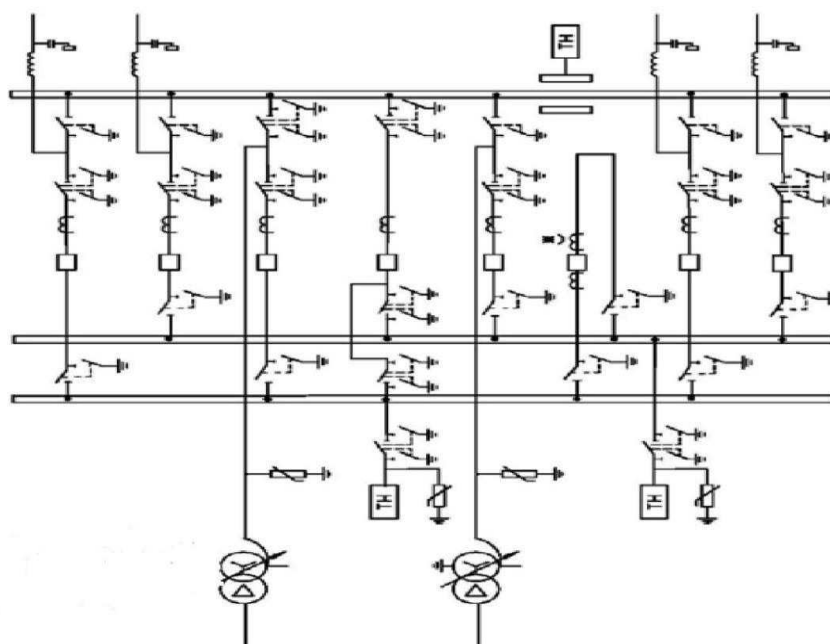


Рисунок 4.1 - Схема РУ ВН 220кВ: одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин

#### 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin3

##### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{134} = 0,284 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{100}{134} = 0,15 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1 \cdot 13,8 = 13,8 \text{ кВ.} \quad (4.20)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{12 \cdot 242^2}{100 \cdot 160} = 43,9 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{12 \cdot 100}{100 \cdot 160} = 0,075 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Система:

$$x_{\text{C}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{150} = 390,4 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

$$x_{\text{C}} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{100}{150} = 0,666 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 230}{4} = 25,0125 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{C}} = E_{*\text{C}} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.27)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$r_{Г} = \frac{x_{Г}}{134} = \frac{0,284}{134} = 0,0021 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Система:

$$r_{С} = \frac{x_{С}}{134} = \frac{390,4}{134} = 2,9134 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$r_{Л} = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 230}{4} = 6,9575 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Активные сопротивления трансформаторов:

$$r_{Т} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,405}{2} \cdot \frac{230^2}{160^2} = 0,4184 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$


$$r_{Т} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{S_{б}}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,405}{2} \cdot \frac{100}{160^2} = 0,0008 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{x_{Г}}{\omega \cdot r_t} = \frac{0,284}{314 \cdot 0,0008} = 1,131 \text{ с.} \quad (4.33)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3

На рисунках 4.2, 4.3, 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.



	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Блок1		14	
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Блок2		14	
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Блок3		14	
4	<input type="checkbox"/>			у	4	ОРУ		230	
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Система		230	

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r	r0	x0
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	1		ОРУ - Блок1	0.42	43.90				0.057		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	2		ОРУ - Блок2	0.42	43.90				0.057		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	3		ОРУ - Блок3	0.42	43.90				0.057		
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	4	5		ОРУ - Система	6.96	25.01						

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол
1			1	Г1	1	0.002	0.284	0.002	0.28	0.002	0.28	13.800			
2			2	Г2	2	0.002	0.284	0.002	0.28	0.002	0.28	13.800			
3			3	Г3	3	0.002	0.284	0.002	0.28	0.002	0.28	13.800			
4			7	Система	5	2.913	390.400	2.913	390.40	2.913	390.40	230.000			

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

#### 4.6.3 Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin3».

Результаты расчёта представлены на рисунке 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.7.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2
1	1	1	1	3ф	1			52.2634	-89.53			0.0000		

Рисунок 4.5 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2
1	1	1	1	1ф	4			1.7564	-89.47			1.7564	-89.47

Рисунок 4.6 – Результаты расчета токов однофазного КЗ на СШ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2
1	1	1	1	3ф	4			3.5129	-89.47			0.0000			

Рисунок 4.6 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на СШ

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Величина, кА
1ф на СШ	5,2692
3ф на СШ	3,5129
3ф	52,2634

## 4.7 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{134}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5886 \text{ А.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток трансформатора ТЦ-160000/220:

$$I_{Т1-Т2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 242} = 400,8 \text{ А.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток линий связи с системой 220кВ:

$$I_{Л1-Л4,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 134}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 264 \text{ А;} \quad (4.36)$$

$$I_{Л1-Л4,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 134}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 352 \text{ А.} \quad (4.37)$$

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

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

### 4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей 220кВ

ВЭБ-220 - элегазовый баковый выключатель.

Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока и с комплектацией пружинным приводом ППВ ВЭБ-220. Ток отключения 50 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 и 60 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м. Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционального току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Характеристики выключателя ВЭБ-220 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Характеристики выключателя ВЭБ-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.
Усети ном = 220 кВ	Уном = 220 кВ	
Ирабмах = 264 А	Ином = 3150 А	
Ипо = 5,2692 кА	Иоткл.ном. = 50 кА	

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{уд}^{сш} = \sqrt{2} I_n^{сш} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T a \Sigma}} \right) = \sqrt{2} \cdot 5,2692 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,037}} \right) = 13,129 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

где  $I_n^{сш}$  - ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$$13,129 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{Красч} = I_n^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) = 5,2692^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 3,05 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (4.40)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot (t_T) = 50^2 \cdot (3) = 7500 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.41)$$

$$3,05 \text{ кА}^2\text{с} < 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$



Разъединитель РГ – 220.

Серия разъединителей РГ-220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Двухколонковые разъединители РГ-220(УХЛ1) горизонтально-поворотного типа предназначены для наружной установки.

Характеристики разъединителя РГ-220 приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Характеристики разъединителя РГ-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РГ-220(УХЛ1)	Двухколонковые разъединители РГ- 220(УХЛ1) горизонтально- поворотного типа
Усети ном = 220 кВ	Уном = 220 кВ	
Ирабмах = 264 А	Ином = 1250 А	
Ипо = 5,2692 кА	Итерм.ст. = 31,5 кА Идин.ст. = 80 кА	

Проверка разъединителя 220кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{нож}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{тн}}) = 31,5^2 \cdot (3) = 2976 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.42)$$

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{заз}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{тз}}) = 31,5^2 \cdot (1) = 992 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.43)$$

$$3,05 \text{ кА}^2\text{с} < 2976 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$3,05 \text{ кА}^2\text{с} < 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

### 4.7.3 Выбор трансформаторов напряжения

#### Трансформатор напряжения ЗНОГ-220

Трансформаторы напряжения индуктивные газонаполненные серии ЗНОГ-220 общего назначения, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение  $220/\sqrt{3}$  кВ.

#### 4.7.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

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

#### 4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

На генераторном напряжении выбираем высоковольтный выключатель генераторный элегазовый КАГ-20-80/8000-У1 на номинальное напряжение 20 кВ, разработан ОАО ВО «Электроаппарат». Генераторный выключатель предназначен для осуществления коммутационных операций в цепях генераторов. Он обладает высокой коммутационной способностью. Проведем сравнение параметров. Результат сравнения представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка выключателя генераторного комплекса

Расчетные данные	Электроаппарат КАГ-20
$U_{НОМ} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = \text{до } 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 5886 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 52,3 \text{ кА}$	$I_{\text{откл ном}} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 130,32 \text{ кА}$	$i_y = 230 \text{ кА}$

Выключатель идет в комплексе с трансформаторами тока и напряжения, другим оборудованием, которое соответствует данному классу напряжения и прочим условиям, поэтому дополнительная проверка не требуется.

## 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.

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 СВ-795/230-32Т:

- 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 возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 160000/220/13,8:

- 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 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева.

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 220кВ:

- 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 Расчет номинальных параметров

Ток на высокой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{ВН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{160 \cdot 10^3}{242 \cdot \sqrt{3}} = 381,72 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Ток на низкой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{НН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{160 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 6694 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток статора генератора:

$$I_{НОМ Г} = \frac{S_{НОМ Г}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{134 \cdot 10^3}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 5606 \text{ А.} \quad (5.3)$$

В цепи генератор – трансформатор устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации  $n_{ТТ} = 6000/5 \text{ А}$ . Тогда номинальный ток во вторичной величине:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Г}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{5606}{6000/5} = 4,672 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Ток ротора на стороне 13,8 кВ:

$$I_{\text{НОМ РОТ}} = \frac{I_{\text{РОТ-}}}{1,2255} = \frac{1400}{1,2255} = 1142,4 \text{ А} \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ ТЕ}} = I_{\text{НОМ РОТ}} \cdot U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3} = 1142,4 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3} = 791,5 \text{ ВА} \quad (5.6)$$

Ток ротора:

$$I_{\text{РОТ ВН}} = \frac{I_{\text{РОТ-}}}{1,2255} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{1400}{1,2255} \cdot \frac{0,4}{13,8} = 33,11 \text{ А.} \quad (5.7)$$

Ток на высокой стороне трансформатора возбуждения, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 41,84 \text{ А.} \quad (5.8)$$

На отпайке к трансформатору возбуждения устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации  $n_{\text{ТТ}} = 45/5 \text{ А}$ . Тогда ток ротора во вторичной величине:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ ВН}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{33,11}{45/5} = 3,679 \text{ А.} \quad (5.9)$$

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$ ) 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:  $I_{\text{НОМ}} = 5606 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 6000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.10)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надёжности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,672 = 0,7008 \text{ А}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.12)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1}{0,2} \cdot 5606 = 28030 \text{ А}. \quad (5.13)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.12):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 28030 = 2803 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{2803 \cdot 2}{28030} = 0,2 \quad (5.14)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

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

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.16)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

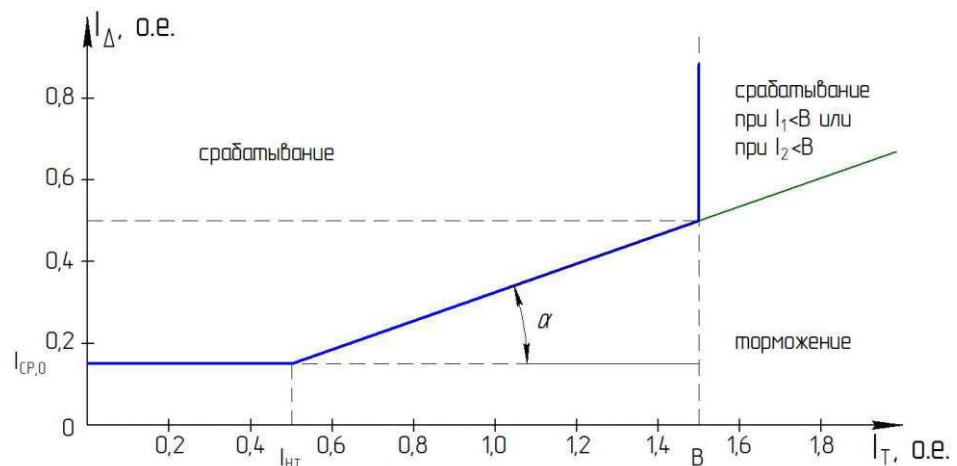


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

#### 5.4.2 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 главных 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 .52.

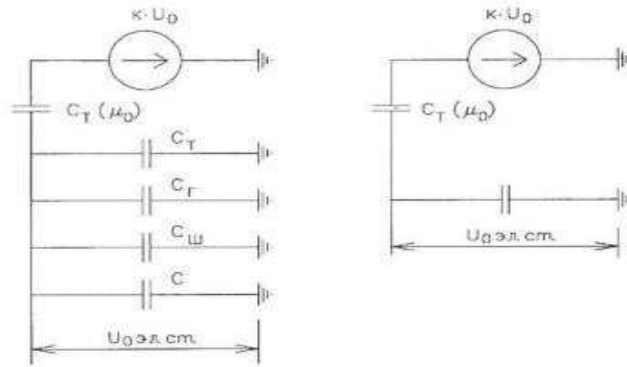


Рисунок 5.2 - Схема замещения

- $C_T$  – 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;
- $C_{КАГ}$  – емкость генераторного выключателя;
- Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{КАГ} = 0,0073 + 0,71 + 0,008 + 0,34 = 1,0653 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.17)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.18)$$



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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.19)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 46,57 \cdot 314 \cdot 1,0653 \cdot 10^{-6} = \\ = 26,93 \text{ А.} \quad (5.20)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ (по формуле 5.18):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,0653} = 204,6 \text{ В.} \quad (5.21)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{204,6}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 1,35, \quad (5.22)$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{3,1} = 32,25\%. \quad (5.23)$$

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

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

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

Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.24)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.25)$$

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 ( $I2$ )

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.27)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 5606 = 392,42 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.28)$$

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.29)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.30)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 840,9 \text{ А} (0,15 \cdot I_{\text{Н}}). \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}. \quad (5.32)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.33)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.34)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

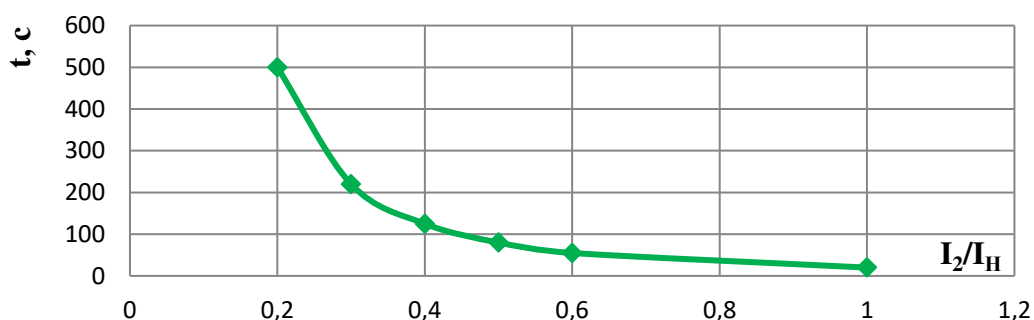


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от 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:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d''}'' + x_{\Gamma^*} + 2 \cdot x_{\text{T}^*})} = \quad (5.35)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (61,5 + 92,26 + 2 \cdot 0,00075)} = 0,005 \text{ о. е.},$$

где  $x_{d''}'' = x_d'' \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,2 \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 61,5$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\Gamma^*} = x_{\Gamma} \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,3 \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 92,26$  - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\text{T}^*} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,12}{100} \cdot \frac{100}{160} = 0,00075$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,005 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,175 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

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

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Т*} + 2x_{*л}^*)} =$$

$$= \frac{1}{1,2 \cdot (61,5 + 92,26 + 2 \cdot 0,075 + 2 \cdot 0,0427)} = 0,0054 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

где  $x_{*л}^* = \frac{S_{б.}}{U_{б.}^2} \cdot x_{л} = \frac{100}{242^2} \cdot 25,0125 = 0,0427$ .

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0054 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,19 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 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:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.39)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.40)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

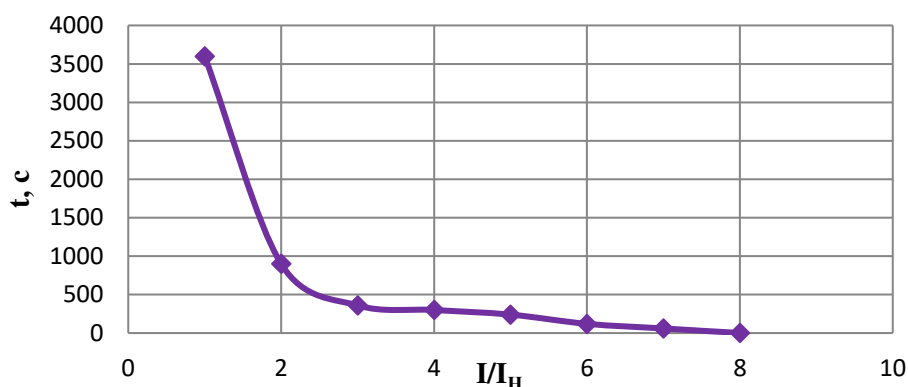


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.41)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В.} \quad (5.42)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 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.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 Усть-Бикинской ГЭС – п/ст НПС-36:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 43,9 + \frac{0,8}{4} \cdot 25,96 = 40,31 \text{ Ом,} \quad (5.43)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,12 \cdot 242^2}{160} = 43,9 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,12 \cdot \frac{160}{160} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{160}{242^2} \cdot 25,96 = 0,11. \quad (5.44)$$



$Z_1$  в первичных Ом составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 1,42 = 0,156 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{134} = 1,42$ . (5.46)

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,156 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{13800} \cdot 100} = 1,358 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,358 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7050} = 1,13 \text{ Ом},$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1400}{929} - 0,95}{0,96} = 2,15, \quad (5.48)$$

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,15} = 0,442 \text{ о. е.}, \quad (5.49)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,15} = 0,392, \quad (5.50)$$

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

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,442}{1,1} = 0,442 \text{ о. е.}, \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,442 \cdot \frac{13,8^2}{134} = 0,57 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,57 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,97 \text{ Ом}. \quad (5.53)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 5,0 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,22 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,66 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

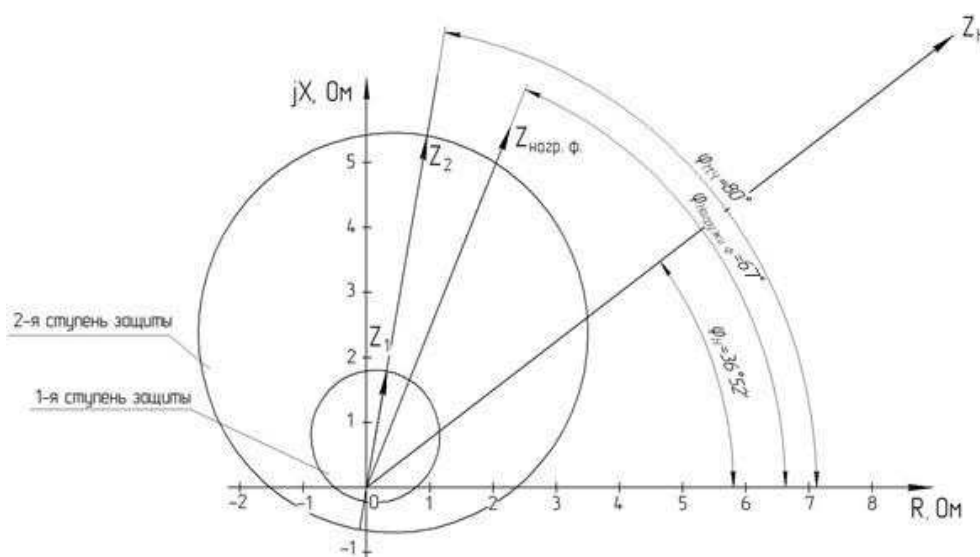


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 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.

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.55)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора приведена таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

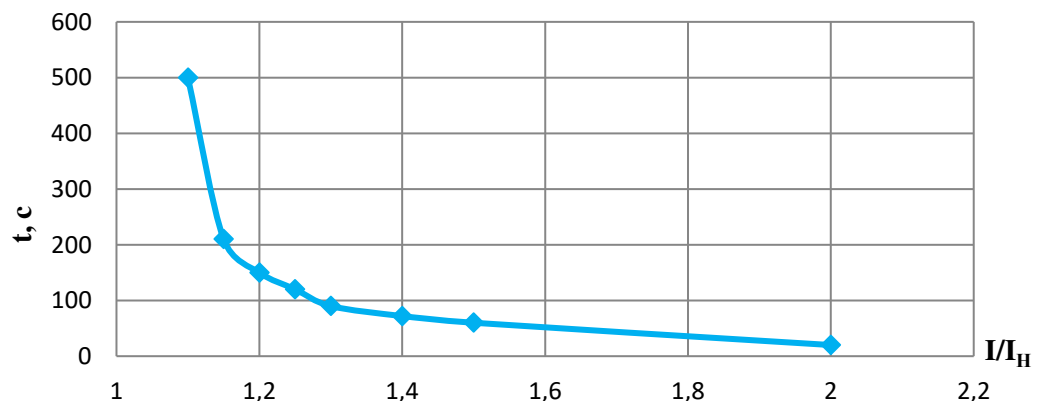


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в таблице В.1 и таблице В.2 в ПРИЛОЖЕНИИ В.

### **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 производства ООО НПП «ЭКРА»

ЭКРА 200 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.

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

За отметку гребня принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s; \quad (6.1)$$

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (6.2)$$

где  $h_s$  — превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе (ВБ):

$$h_s = h_{run1\%} + \nabla h_{set} + a, \quad (6.3)$$

где  $h_{run1\%}$  — высота наката волн на откос 1%-ой обеспеченности;

$\nabla h_{set}$  — высота ветрового нагона;

$a$  — конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м (0,5÷2) м.

Расчет отметки гребня каменно-набросной плотины при основном сочетании нагрузок:

Действие ветра на водную поверхность приводит к ветровому нагону и образованию волн. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются:

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\nabla h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где  $K_w$  - коэффициент, зависящий от скорости ветра,  $K_w=2,1 \cdot 10^{-6}$  [11];

$V_w=20$  м/с - расчетная скорость ветра на поверхности воды при НПУ;

$L=20$  км - длина разгона волны;

$d$  - условная расчетная глубина воды в водохранилище перед плотиной.

При НПУ:

$$d_{НПУ} = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО})/2 = (366 - 248,5)/2 = 58,75 \text{ м}. \quad (6.5)$$

$$\nabla h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 20000}{9,81 \cdot 58,75} \cdot 1 = 0,029 \text{ м}.$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{20^2} = 490,5; \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10594, \quad (6.7)$$

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

$$\frac{g \cdot d}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 58,75}{20^2} = 1,426. \quad (6.8)$$

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5 \cdot \lambda_d$ ) определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны (Рисунок 6.1).

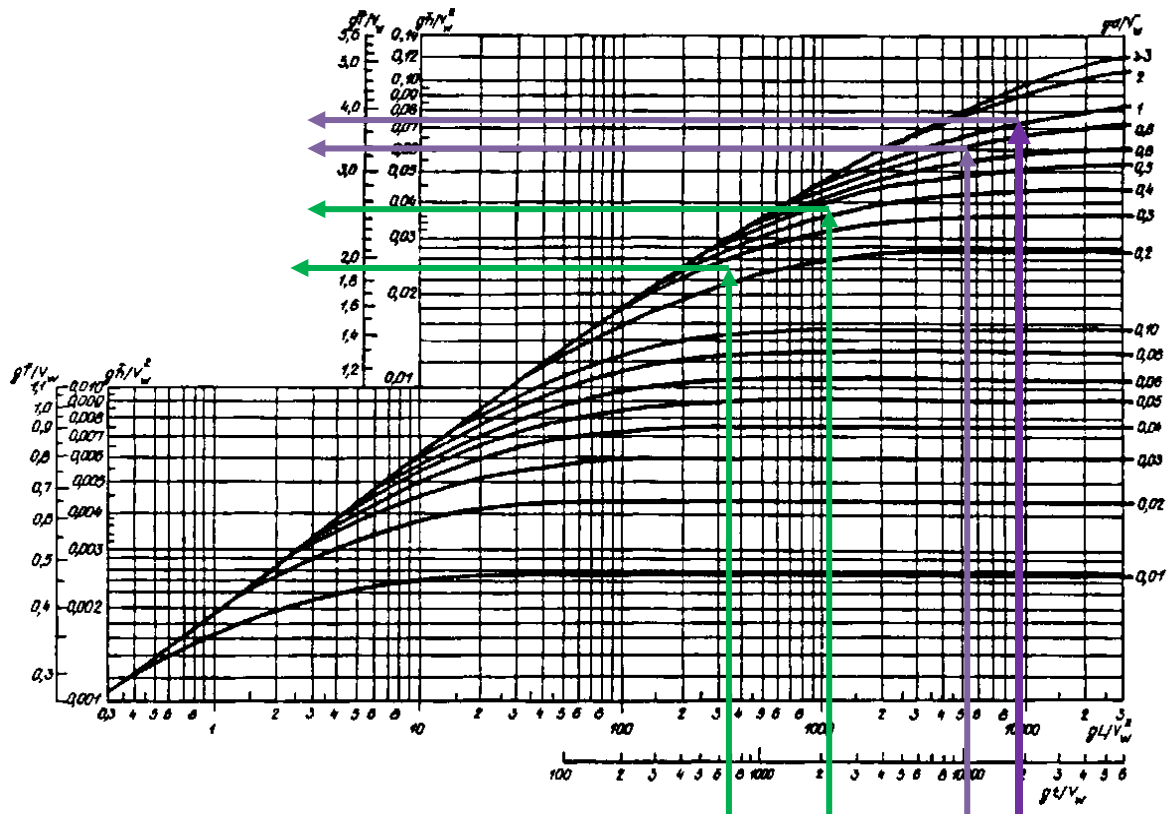


Рисунок 6.1 - Определение  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w^2}$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,036; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,5; \quad (6.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,085; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,1. \quad (6.10)$$

Используя меньшие из полученных значений, вычислим средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 0,036 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,036 \cdot \frac{20^2}{9,81} = 1,468 \text{ м}; \quad (6.11)$$

$$\bar{T} = 2,5 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,5 \cdot \frac{20}{9,81} = 5,097 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 5,097^2}{2 \cdot 3,14} = 40,582 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Условие  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}$  соблюдается, т.к. 58,75 м  $>$  20,291 м, следовательно, верно то, что расчет выполнен для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,468 \cdot 2,13 = 3,127 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $K_i$  — коэффициент, определяемый по графику, приведенному в зависимости от значения отношения  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ .

Высота наката волн на откос 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = K_r \cdot K_p \cdot K_{sp} \cdot K_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где  $K_r = 1$  — коэффициент шероховатости, принимаемый по [25].

$K_p = 0,9$  — коэффициент проницаемости откоса, принимаемый по [25].

$K_{sp} = 1,5$  — коэффициент, принимаемый по [25].

$k_{run} = 2,0$  — коэффициент, принимаемый по графику [25]. в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%} = \frac{40,582}{3,127} = 12,978$  на глубокой воде с заложением  $m = 2,0$ .

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{40,582}{3,127} = 12,978. \quad (6.16)$$

$K_{run} = 2,0$ .

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 2,0 \cdot 3,127 = 8,443 \text{ м}.$$

Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 8,443 + 0,029 + 1 = 9,472 \text{ м}; \quad (6.17)$$

$$\text{ГЗП} = 366 + 9,472 = 375,472 \text{ м.}$$

Расчет отметки гребня земляной плотины при особом сочетании нагрузок:

Высота ветрового нагона:

$$\nabla h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.18)$$

где  $K_w$  - коэффициент, зависящий от скорости ветра,  $K_w=2,1 \cdot 10^{-6}$ [25];  
 $v_w=10$  м/с - расчетная скорость ветра;  
 $L=20$  км - длина разгона волны;  
 $d$  - глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d_{\text{ФПУ}} = \frac{\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНО}}{2} = \frac{367 - 248,5}{2} = 59,25 \text{ м.} \quad (6.19)$$

$\alpha$  - угол между направлением ветра и продольной осью водоема, принимаем  $\alpha = 0$ , тогда  $\cos \alpha = 1$ .

$$\nabla h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 20000}{9,81 \cdot 59,25} \cdot 1 = 0,007 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.  
 Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 20000}{10^2} = 1962; \quad (6.20)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{10} = 21189; \quad (6.21)$$

$$\frac{g \cdot d}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 59,25}{10^2} = 5,81. \quad (6.22)$$

Для глубоководной зоны ( $d > 0,5 \cdot \lambda_d$ ) по [25] определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,055; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,1; \quad (6.23)$$



$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,1; \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,6. \quad (6.24)$$

Используя меньшие, из полученных значений, вычислим средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 0,055 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,055 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,56 \text{ м}; \quad (6.25)$$

$$\bar{T} = 3,6 \cdot \frac{V_w}{g} = 3,6 \cdot \frac{10}{9,81} = 3,67 \text{ с}. \quad (6.26)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 3,67^2}{2 \cdot 3,14} = 21,04 \text{ м}.$$

Условие  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}$  выполняется, т.к. 59,25 м > 10,52 м, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = h \cdot K_i = 0,56 \cdot 2,22 = 1,24 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $K_i$  - коэффициент, определяемый по графику, приведенному в [25], в зависимости от значения отношения  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ .

Высота наката волн на откос 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = K_r \cdot K_p \cdot K_{sp} \cdot K_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.28)$$

где  $K_r$  - коэффициент шероховатости, равный 1 [25];

$K_p$  - коэффициент проницаемости откоса, равный 0,9 [25];

$K_{sp}$  1,1, при скорости ветра и принятом заложении откоса грунтовой плотины [25].

$K_{run} = 1,8$ .

$K_{run}$  - коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны:

$$\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{21,04}{1,24} = 16,98; \quad (6.29)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 1,24 = 2,82 \text{ м}.$$

Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 2,82 + 0,007 + 1 = 3,827 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$\nabla\text{ГЗП} = 367 + 3,827 = 370,827 \text{ м.}$$

Отметка при НПУ получилась больше, следовательно, принимаем ее:

$$\nabla\text{ГЗП} = 375,50 \text{ м.}$$

## 6.2 Гидравлический расчет водосливной плотины

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3938 - 294 = 3644 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.31)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}}$  - максимальный основной расход.

$Q_{\text{ГЭС}}$  - расход через гидроагрегаты.

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов при  $n \leq 6$  определяется как  $(n - 1)$ . Тогда  $Q_{\text{ГЭС}}$  определяется как:

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n - 1) \cdot Q_{1\text{ГА}} = (3 - 1) \cdot 147 = 294 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.32)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.33)$$

где  $q_p$  — удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.34)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  - глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Z_{\text{НБ}}=f(Q)$ .

$\nabla\text{НБ}=272,5$  м, тогда:

$$h_{\text{НБ}} = \nabla\text{НБ} - \nabla\text{ДНО} = 272,5 - 248,5 = 24\text{м}; \quad (6.35)$$

$[v_h]$  - допускаемая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. В данном случае основание скальное - гранит, следовательно, допускаемая скорость принимается  $[v_h]=4$  м/с.

$$q_p = 24 \cdot 5 = 120 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда:

$$q_B = 1,25 \cdot 96 = 150 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{3644}{150} = 23,79 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, следовательно, нужно округлить полученное значение в большую сторону:  $B=24$  м.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия, в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей,  $b=8$  м, тогда число пролетов:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{24}{8} = 3. \quad (6.37)$$

Принимаем количество отверстий равным  $n = 3$ .

Ширина водосливного фронта, которую будем использовать, при дальнейших расчетах равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}. \quad (6.38)$$

### 6.2.2 Определение параметров водосливных отверстий

Для возможности сработать полезный объем водохранилища, будем устраивать глубинные водосливные отверстия переходящие в открытые. Пример такого способа пропуска расхода представлен на рисунке 6.2.

Используя формулу расхода через незатопленное глубинное отверстие можно определить площадь выходного отверстия:

$$Q = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}}, \quad (6.39)$$

где  $\mu$  - коэффициент расхода, равный  $0,8 \div 0,82$ .

$\omega_{\text{во}}$  - площадь выходного отверстия.

$H_{\text{BO}}$  - напор над центром выходного сечения.

$$H_{\text{BO}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 366 - 326 = 40 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где  $\nabla \text{ВО}$ —отметка центра выходного водосливного отверстия.

Расход через одно водосливное отверстие принимается равным третьей части расчетного расхода.

$$Q_1 = \frac{Q_p}{3} = \frac{3644}{3} = 1214,66. \quad (6.41)$$

Из выражения (6.39) выражаем площадь водосливного отверстия.

$$\omega_{\text{BO}} = \frac{Q_1}{\mu \sqrt{2gH_{\text{BO}}}} = \frac{1214,66}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40}} = 54,2 \text{ м}^2 \quad (6.42)$$

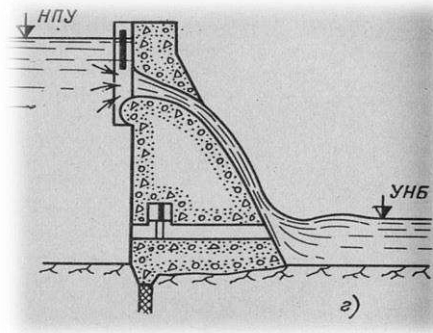


Рисунок 6.2 - Глубинные водосливные отверстия переходящие в открытые

С целью унифицировать опалубку стационарной части узла и водосливной, принимаем ширину быков равную 6м. Чтобы ширина секции водосливной плотины была равна ширине блока стационарного узла принимаем минимальную ширину в соответствии с техническим регламентом заводов изготовителей –  $b = 8 \text{ м}$  а толщину быка равную  $\delta_b = 6 \text{ м}$ .

Принимаем высоту водосливных отверстий  $h = 7,5 \text{ м}$ .

Получаем площадь водосливного отверстия равную:

$$\omega_{\text{BO}} = h \cdot b = 7,5 \cdot 8 = 60. \quad (6.43)$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Далее произведем проверку пропуски расхода при особом сочетании нагрузок.

$$Q_{\text{пров}} = \mu \omega_{\text{BO}} \sqrt{2gH_{\text{BO}}} = 0,8 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41} = 1361,4, \quad (6.44)$$

где  $H_{в0} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ВО} = 367 - 326 = 41\text{м}$ .

Проверка пропуска поперечного расхода пройдена т.к.:

$$Q_{\text{пров}} = 1361,4 \cdot 3 = 4,084 > Q_{\text{р.пов}} = 3968$$

#### 6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении  $h_c$  для определения второй сопряженной глубины  $h_c''$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{\text{нб}}$  и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (рисунок 6.3).

Определяем параметры гидравлического прыжка.

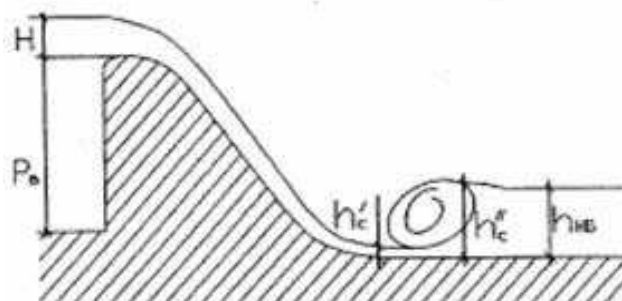


Рисунок 6.3 – Вид сопряжения бьефов

Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B_v^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3664^2}{36^2 \cdot 9,81}} = 10,52 \text{ м.} \quad (6.45)$$

где  $B_v = B + (n - 1) \cdot \delta_6 = 24 + (3 - 1) \cdot 6 = 36$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО} = 366 - 248,5 = 117,5 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{117,5}{10,52} = 11,17. \quad (6.47)$$

За тем по [26, таблица 9-10] принимаем коэффициент скорости потока  $\alpha = 0,9$  т.к. плотина выше 40м.

По графику М.Д. Чертоусова (рисунок 6.4) в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определяем:

$$\xi_c = \frac{h'_c}{h_{кр}} = 0,24; \quad (6.48)$$

$$\xi_c'' = \frac{h''_c}{h_{кр}} = 2,8. \quad (6.49)$$

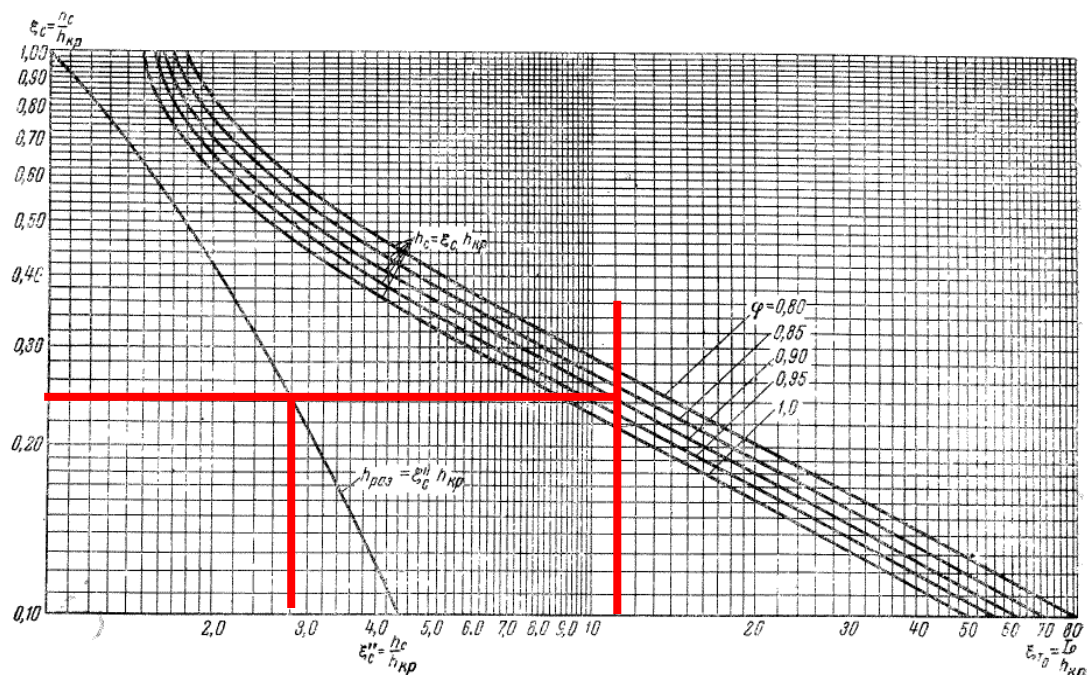


Рисунок 6.4 - Определение  $\xi_c$  и  $\xi_c''$ .

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,24 \cdot 11,17 = 2,684 \text{ м}; \quad (6.50)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 11,17 = 31,28 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Получаем  $h''_c > h_{НБ}$ ,  $31,28 \text{ м} > 24 \text{ м}$ , следовательно, прыжок является отогнанным (рисунок 6.5) и необходима установка гасителей энергии воды.

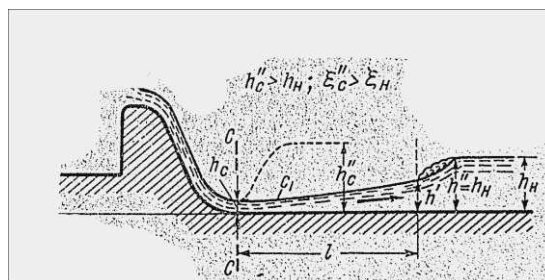


Рисунок 6.5 - Сопряжение бьефов с помощью отогнанного прыжка

Так как в нижнем бьефе водосливной плотины получился отогнанный прыжок, то есть относительно большая потенциальная энергия воды верхнего бьефа непосредственно за плотиной переходит в кинетическую энергию, в связи с чем, скорости движения воды в нижнем бьефе резко увеличиваются. Наличие больших скоростей за плотиной приводит к необходимости крепить дно нижнего бьефа на большой протяженности, что может привести к большим экономическим затратам.

Экономически сообразно на скальном основании в качестве гасителя энергии применить сопряжение свободной отброшенной струей.

При этом следует выбрать такие параметры как:

отметка носка;

$\alpha$  – угол схода струи с трамплина;

Рассчитать:

Глубину ямы размыва

Центр ямы размыва

Радиус ямы размыва

### 6.2.5 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей представлено на рисунке 6.6.

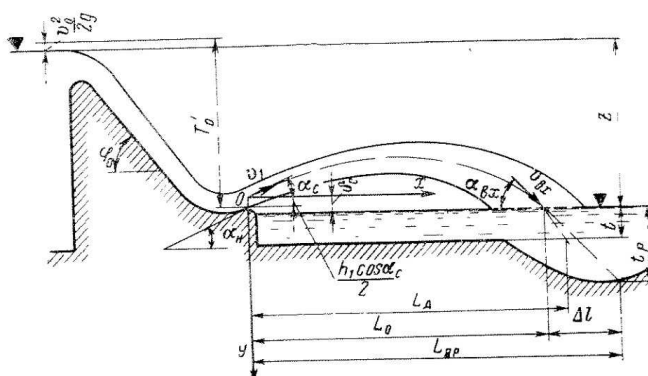


Рисунок 6.6 – Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей  
Рассчитаем приделы отметки носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{дно} + a; \quad (6.52)$$

где  $\nabla_{дна}$  – отметка дна,

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (2 \div 3) = 248,5 - 3 = 245,5 \text{ (м)}. \quad (6.53)$$

$a$  – высота носка относительно подошвы. Для экономии бетона отметку носка целесообразно принимать на несколько метров выше максимального уровня в нижнем бьефе, поэтому для расчета принимаю:

$$a_{min} = h_{НБ \max} + 2 = 24,5 + 2 = 26,5 \text{ м}; \quad (6.54)$$

Тогда

$$\nabla\text{НОС} = 248,5 + 26,5 = 275 \text{ м.}$$

Скорость потока воды на носке:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 91} = 38,03; \quad (6.55)$$

где

$$Z_H = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 366 - 275 = 91 \text{ (м)}; \quad (6.56)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,90$ ;

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{v_H}, \quad (6.57)$$

где  $q$  – удельный расход на носке. Определяется как:

$$q = \frac{Q_p}{B} = \frac{3644}{24} = 151,83 \text{ м}^3. \quad (6.58)$$

Тогда:

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{151,83}{38,03} = 3,99. \quad (6.59)$$

Дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[ 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right], \quad (6.60)$$

где  $k_a$  – коэффициент аэрации, зависящий от числа Фруда.

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{38,03^2}{9,81 \cdot 3,99} = 36,95. \quad (6.61)$$

Если число  $Fr > 35$  то коэффициент аэрации принимается  $k_a = 1$ ,  
 $\alpha$  – угол схода струи с трамплина,  $\alpha = 35^\circ$ ;



$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{расч}} = 366 - 272,5 = 93,5 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Тогда:

$$L = 1 \cdot 91 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 35) \cdot \left[ 1 + \sqrt{1 + \left(\frac{93,5}{91} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 35}} \right] = \\ = 142 \text{ м.}$$

Длина отлета струи удовлетворяет условию:

$$L > 0,6 \cdot Z_0 = 0,6 \cdot 93,5 = 56,1 \text{ (м)}. \quad (6.63)$$

Глубина размыва:

$$h_p = t - h_{\text{нб}}; \quad (6.64)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}}; \quad (6.65)$$

$h_{\text{нб}}$  – высота в нижнем бьефе при основном расходе;  
 $d$  – средняя крупность отдельностей,  $d = 1$  (м).

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{36,95}) \cdot \sqrt{36,95} \cdot \sqrt[4]{\frac{24}{1}} \cdot 3,99 = 64,93 \text{ (м)}.$$

Тогда

$$h_p = 64,93 - 24 = 40,93 \text{ (м)}.$$

Центр ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.66)$$

где

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}; \quad (6.67)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{(tg35)^2 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 3,99 \cdot \cos 35 + 26,5 - 24)}{38,03^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,76.$$

Тогда

$$L_1 = 142 + \frac{64,93}{0,76} = 227,4 \text{ (м)}.$$

### 6.3 Конструирование основных элементов плотины

#### 6.3.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани принимаю  $tg \alpha = 0,67 \div 7$

Пример профиля изображен на рисунке 6.3.

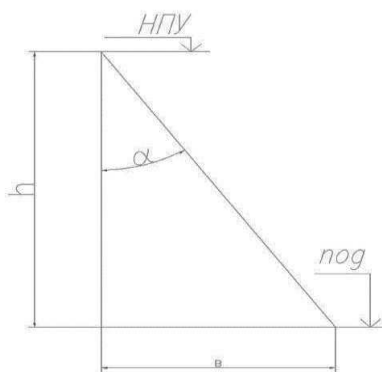


Рисунок 6.7 - Схема треугольного профиля плотины

Из чего следует что

$$B = tg \alpha \cdot h = 0,7 \cdot 120,5 = 84,35 \text{ м.} \quad (6.68)$$

$$\text{где } h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}. \quad (6.69)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (2 \div 3) = 248,5 - 3 = 245,5 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Тогда

$$h = 366 - 245,50 = 120,5 \text{ м.}$$

Реальный профиль гравитационной плотины будет отличается от теоретического по ряду причин:

- далее плотина будет рассчитываться на нагрузку и воздействие, которые не учитывались при определении теоретического профиля
- для размещения затворов на водосливе и грузоподъемных устройств на гребне создадутся надстройки.
- на гребне плотины будет устроена автомобильная дорога.

#### **6.4 Разрезка плотины швами**

Для предотвращения образования трещин или уменьшения их раскрытия в монолитных бетонных и железобетонных сооружениях необходимо предусматривать постоянные температурно-усадочные и осадочные швы, а также временные строительные швы. Временные строительные швы должны обеспечивать:

- снижение температурно-усадочных напряжений в бетоне в процессе возведения сооружений;
- снижение усилий, вызванных неравномерной осадкой частей сооружения в строительный период;
- соблюдение требуемой интенсивности работ по возведению сооружения.

##### **6.4.1 Строительные швы**

Эти швы образуются в результате разрезки плотины на блоки бетонирования. Для уменьшения опасности трещинообразования у гравитационных плотин частично или полностью цементируют цементируются межстолбчатые швы. В межсекционных швах устраиваются противофильтрационные шпонки.

Принимаю столбчатую разрезку с плотными (цементируемыми) швами, которая представлена на рисунке 6.8.

Важным достоинством является высокий темп возведения, а недостатком – необходимость в последовательной цементации при температуре замыкания, близкой к среднегодовой, и в искусственном охлаждении бетона.

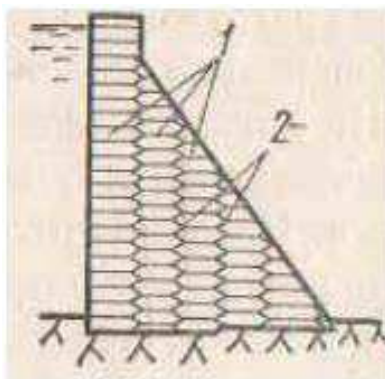


Рисунок 6.8 – Столбчатая разрезка гравитационной плотины строительными швами

#### 6.4.2 Конструктивные швы

Эти швы, называемые так же деформационными или постоянными, подразделяют по назначению на температурные - предотвращающие появление трещин при колебании температуры окружающей среды и при охлаждении бетона, усадочные - предотвращающие появление трещин усадки, и осадочные - предотвращающие появление трещин вследствие неравномерных осадок. Совмещаем температурные, усадочные и осадочные швы. Конструктивные швы выполняем, деля плотину по длине на секции.. Размер секции принимаю, как сумму длины затвора и ширины разрезного быка (14 м).

По конструкции швы подразделяют на плоские и штрабовидные.

Принимаю плоский шов, отличающиеся простотой выполнения, возможностью беспрепятственного отвода воды, профильтровавшейся в шов, статической определенностью работы плотины.

Ширина швов зависит от геологии основания, размеров сооружения и колебаний температуры среды. Ширину шва на длине от поверхности граней и гребня плотины около 5 м принимаю равной 5-10 мм, в остальной части сечения (где устанавливается температура, близкая к среднегодовой) – 1-3 мм. Швы делаю сквозными на всю высоту, что проще в производстве работ.

Принимаю металлическую шпонку, их устраивают в сооружениях высотой до 200 м и более. Их достоинство - высокая надежность.

Металлические шпонки бывают:

1) компенсаторного типа - петлеобразные, Z-образные (последние проще по конструкции, но пригодны лишь при небольших боковых смещениях) и волнообразные (они требуют устройства полости в шве и труднее стыкуются, но обладают большей гибкости);

2) без компенсаторов - менее надежные. Для изготовления металлических шпонок применяют низколегированные стали и сплавы, стойкие против коррозии, а так же листы меди и латуни. Толщина шпонки определяется расчетом на прочность от гидростатического давления воды, на многократный изгиб, на неравномерность осадок секций.

## 6.5 Сопряжение каменно-набросной плотины

Из-за большой высоты сооружения мы не можем сопрягать каменно-набросные плотины со зданием ГЭС и водосливной плотинной с помощью устоев и сопрягающих открьлков. Вместо этого выполняем сопряжение каменно-набросных плотин методом глухих секций.

## 6.6 Расчет фильтрации и дренажей

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр дренажных скважин приму равным 20см. Расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы  $a_{ц}$  принято принимать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{ц} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр.т}}. \quad (6.71)$$

Фильтрационные расчеты производятся с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флутбет, определения градиентов и скорости фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф. Расчеты производятся для двух расчетных случаев: основного и поверочного.

Противофильтрационные завесы представляют собой ряд буровых скважин диаметром 100 мм, в которые нагнетается цементационный раствор.

Для проведения фильтрационных и статических расчетов плотина со всеми ее элементами вычерчиваю в масштабе. Устраиваю в плотине цементационную завесу и дренаж.

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр дренажных скважин приму равным 20см. Расстояние между осями дрен 2-3 м.

Расстояние от верховой грани до оси дренажа  $a_{др}$  бетона плотины, а так же верховой грани продольных галерей:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр.т}}. \quad (6.72)$$

где  $J_{кр}$  – критический градиент напора на скальном основании,  $J_{кр} = 25$ .

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

Так же на этом расстоянии устраивается галерея цементационная галерея.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H; \quad (6.73)$$

где

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 366 - 248,5 = 117,5 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Принимаю

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 117,5 = 58,75 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Эпюра потери напора на плотину фильтрационного представлена на рисунке 6.9.

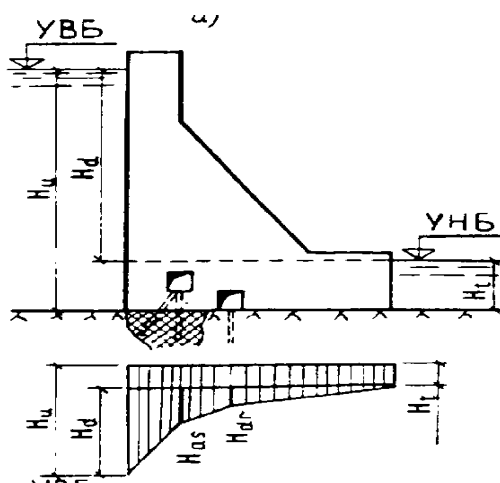


Рисунок 6.9 - Эпюра потери напора на плотину фильтрационного

Расчет фильтрации для основного случая

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{ВХК}}} = 366 - 249,3 = 116,7 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad (6.77)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2; \quad (6.78)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 116,7 = 46,67 \text{ м;} \quad (6.79)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 116,7 = 23,33 \text{ м.} \quad (6.80)$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.81)$$

где  $\Delta H$  – потери напора:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 116,7 - 46,67 = 70 \text{ м.} \quad (6.82)$$

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{70 \cdot 1,25}{25} = 3,5 \text{ м.}$$

Дренажные устройства. Дренажные скважины диаметром 20 см на расстоянии друг от друга в ряду 3,5 м располагаются за цементационной завесой (в сторону НБ).

Расстояние от верховой грани до оси дренажа  $a_{\text{др}}$  бетона плотины, а так же верховой грани продольных галерей:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{116,7 \cdot 1,25}{25} = 5,835 \text{ м.}$$

Принимаем  $a_{\text{др}}$  равным 6 м.

Так же на этом расстоянии устраивается цементационная галерея.

Расстояние от оси цементационной завесы до оси дренажа принимаем 6 м.

Вертикально над осью дренажа устраивается дренажная галерея в которую самотеком отводится фильтрующая вода.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,8) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 58,75 = 29,4 \text{ м.} \quad (6.83)$$

## 6.7 Статические расчеты плотины

### 6.7.1 Сбор и расчет основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий.

Первый расчетный случай — нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Второй расчетный случай — паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем.

### 6.7.2 Вес сооружения и механизмов

Вес 1 погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.84)$$

где  $S_{\text{пл}} = 5394,7 \text{ м}^2$  — площадь поперечного сечения водосливной части;

$b = 8 \text{ м}$  — ширина пролета;

$\delta_{\text{б}} = 6 \text{ м}$  — толщина быка;

$\rho_{\text{б}} = 2400 \text{ кг/м}^3$  — плотность бетона.

Для определения площади поперечного сечения сооружения и точки приложения равнодействующей воспользуемся программой AutoCAD.

$$G_{\text{пл}} = \frac{5394,7 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 6} = 72578,75 \text{ кН/м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.85)$$

где  $S_{\text{б}} = 5695,2 \text{ м}^2$  — площадь поперечного сечения бычка;

$$G_{\text{б}} = \frac{5695,2 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 6} = 57466,2 \text{ кН/м.}$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и поверочного.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.86)$$

где  $f$  — площадь затвора:

$$f = (h + 0,5) \cdot b. \quad (6.87)$$

$$f = (6,25 + 0,5) \cdot 8 = 54 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 54 \cdot \sqrt{54} \cdot 9,81 = 68,36 \text{ кН.}$$

Вес затвора, который приходится на 1 погонный метр:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{68,36}{14} = 5 \text{ кН/м.} \quad (6.88)$$



Так как число пролетов больше двух, вес подъемного механизма не учитываем.

### 6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
С верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 120,5^2}{2} = 71221,83 \text{ кН/м}, \quad (6.89)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 366 - 245,5 = 120,5 \text{ м}$ .

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,80^2}{2} = 70,82 \text{ кН/м}, \quad (6.90)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 249,3 - 245,5 = 3,80 \text{ м}$ .

### 6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 307,8 \cdot 9,81 = 3019,52 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

где  $S_{\text{эп}} = 307,8 \text{ м}^2$ .

### 6.7.5 Сила фильтрационного давления

Учитывая часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}}^{\text{ОСН}} = \rho_w g S_{\text{эп}}^{\text{ОСН}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1608 = 15774,48 \text{ кН/м}, \quad (6.92)$$

где  $S_{\text{эп}} = 1608 \text{ м}^2$ .

### 6.7.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_H/2); \quad (6.93)$$

$$p_H = 13 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 20/2) = 25,5 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_H = (9 \div 13) \text{ кН/м}^2$  — удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимаем  $\gamma_H = 13 \text{ кН/м}^2$ ;

$\varphi_H = (20 \div 22^\circ)$  — угол внутреннего трения наносов, принимаем  $\varphi_H = 20^\circ$ ;

$h_H$  — толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления до дна:

$$h_H = \nabla_{\text{заиления}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 252,5 - 248,5 = 4 \text{ м}. \quad (6.94)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 погонный метр:

$$E_H = (p_H \cdot h_H)/2 = (25,5 \cdot 4)/2 = 51 \text{ кН/м}. \quad (6.95)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом.

В точке, принадлежащей границе между различными слоями грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему. Если грунт обладает сцеплением, то сцепление уменьшает боковое давление грунта на фундаментную плиту сооружения на величину  $p_c$ . Ниже поверхности воды грунт считается взвешенным в воде и рассчитывается с уменьшенным удельным весом.

Толщина слоя грунта  $-h_1$ , для которого угол внутреннего трения  $\varphi_1$  исходя из того, что  $\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,8$ , следовательно  $\varphi_1 = \operatorname{arctg} 0,7 = 35^\circ$ ;

$\gamma_{\text{взв}} l$  — удельный вес грунта с учетом взвешивающего действия воды;

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_1}{2}\right); \quad (6.96)$$

$$p_1 = 13 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2}\right) = 14,00 \text{ кН/м}.$$

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв}} \cdot h_1) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_1}{2}\right); \quad (6.97)$$

где  $\gamma_{\text{взв}} = 13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ .

$$p_2 = (13 \cdot 4 + 13 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2}\right) = 24,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{ав} = S_{эп} = 58 \text{ кН/м.}$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$p_3 = \gamma_{п.взв} \cdot h \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_1}{2} \right); \quad (6.98)$$

$$p_3 = 13 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{35^\circ}{2} \right) = 10,57 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{пн} = \frac{p_3}{2} \cdot h_{загл} = \frac{10,57}{2} \cdot 3 = 15,85 \text{ кН/м.} \quad (6.99)$$

### 6.7.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.100)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,127^2}{40,58} = 0,76 \text{ м;} \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} W_{волн} &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,127 \cdot \left( \frac{40,58}{3,14} + \frac{0,76}{2} \right) = \\ &= 317,04 \text{ кН/м.} \end{aligned}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{40,58}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,127 = 5,29 \text{ м;} \quad (6.102)$$

### 6.8 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в

результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Сжимающие напряжения принимаем со знаком «-».

Результаты расчетов, то есть все нагрузки, умноженные на заданный коэффициент надежности по нагрузке, сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Нагрузки на сооружение

Обозначение силы	$\gamma_1$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$Q_3$	0,9	↓	4,50	-45,00	-202,50	4,50	-45,00	-202,50
$T_в$	1	→	71221,83	40,17	2860738,76	72408,84	40,50	2932558,02
$T_н$	1	←	70,82	-1,27	-89,71	3709,40	-9,17	-34002,96
$G_б$	0,95	↓	54592,89	-20,31	-1108781,50	54592,89	-20,31	-1108781,50
$G_{пл}$	0,95	↓	68949,81	-19,84	-1367964,33	68949,81	-19,84	-1367964,33
$W_{взв}$	1	↑	3019,52	0,00	0,00	21851,75	0,00	0,00
$W_ф$	1	↑	15774,48	20,04	316120,58	16941,87	18,20	308342,03
$E_н$	1,2	→	61,20	4,33	265,00	51,78	4,33	224,21
$E_п$	0,8	←	10,81	-1,00	-10,81	10,81	-1,00	-10,81
$E_л$	1,2	→	69,60	1,36	94,66	69,60	1,36	94,66
$W_{волн}$	1	→	317,04	115,21	36526,18	41,45	118,61	4916,38
$\Sigma R$		↓↑	104753,2			84753,6		
$\Sigma W$		→	71588,0			68851,5		
		←						
		$\Sigma M$	736696,3			735173,2		

Выполним расчет напряжений в горизонтальном сечении плотины, в данном случае сечении подошвы плотины.

Для основного случая:

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины выполняется по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{R}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}; \quad (6.103)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{104753,2}{85} + \frac{6 \cdot (736696,3)}{85^2} = -620,6 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot (m^u)^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - (m^u)^2); \quad (6.104)$$

$$\sigma_x^u = -620,60 \cdot 0 - 9,81 \cdot 120,5 \cdot (1 - 0) = -1182,1 \text{ кН/м}^2;$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m^u; \quad (6.105)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 120,5 - 620,6) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + (m^u)^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (m^u)^2; \quad (6.106)$$

$$\sigma_1^u = -620,6 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 120,5 \cdot 0 = -620,6 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 120,5 = -1182,1 \text{ кН/м}^2. \quad (6.107)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}; \quad (6.108)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{104753,2}{85} - \frac{6 \cdot (736696,3)}{85^2} = -1844,18 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot (m^t)^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - (m^t)^2); \quad (6.109)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= -1844,18 \cdot 0,39^2 - 9,81 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0,39^2) = \\ &= -312,11 \text{ кН/м}^2; \end{aligned}$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m^t; \quad (6.110)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,8 - 1844,18) \cdot 0,39 = 704,69 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,8 = -37,28 \text{ кН/м}^2; \quad (6.111)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m^t) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m^t; \quad (6.112)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= -1844,18 \cdot (1 + 0,39^2) + 9,81 \cdot 3,8 \cdot 0,39^2 \\ &= -2119,01 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

где  $\sigma_y^u$ ,  $\sigma_x^u$ ,  $\sigma_y^t$ ,  $\sigma_x^t$ —нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно верхней и нижней граней;

$\tau_{xy}^u$ ,  $\tau_{xy}^t$ — касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верхней и нижней граней;

$\sigma_1^u$ ,  $\sigma_3^u$ ,  $\sigma_1^t$ ,  $\sigma_3^t$ — максимальные растягивающие и максимальные сжимающие главные напряжения соответственно у верхней и нижней граней плотины,

$V$ — нормальная сила, равная сумме проекция на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ — сумма моментов всех сил, приложенных к плотине выше расчетного сечения, относительно центра тяжести этого сечения;

$H_d^u, H_d^t, h$  — напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов и напор над контактным сечением у верховой грани со стороны верхнего бьефа.

$\delta$  — угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha$  — угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

В приведенных формулах изгибающий момент почасовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки со знаком «-»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие — со знаком «-».

Полученные напряжения сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Рассчитанные напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-620,60	$\sigma_y^t$	-1844,18
$\sigma_x^u$	-1182,11	$\sigma_x^t$	-312,11
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	704,69
$\sigma_1^u$	-620,60	$\sigma_1^t$	-37,28
$\sigma_3^u$	-1182,11	$\sigma_3^t$	-219,1
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-385,58	$\sigma_y^t$	-1607,63
$\sigma_x^u$	-1191,92	$\sigma_x^t$	-448,31
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	533,24
$\sigma_1^u$	-385,58	$\sigma_1^t$	-240,35
$\sigma_3^u$	-1191,92	$\sigma_3^t$	-1815,59

## 6.9 Оценка прочности плотины

После вычисления напряжений для основного и поверочного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

Во всех точках плотины должно выполняться условие:

$$\gamma_H \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.113)$$

где  $\gamma_H=1,25$  — коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{lc}$  — коэффициент сочетания нагрузок:

$\gamma_{lc}=1,0$  — для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\gamma_{lc}=0,9$  — для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок .

$R_b=2800$  кПа— расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В5, определяемое.

$\gamma_{cd}$ — коэффициент условий работы:

$\gamma_{cd}=0,95$  — при основном сочетании нагрузок;

$\gamma_{cd}=1,0$  —при особом сочетании нагрузок.

Основной случай:

Для нижней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 2119,91 \text{ кН/м}^2 \leq 0,95 \cdot 2800 \text{ кН/м}^2 ;$$

$$2648,76 \text{ кН/м}^2 \leq 2660 \text{ кН/м}^2 .$$

Для верхней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 1182,11 \text{ кН/м}^2 \leq 0,95 \cdot 2800 \text{ кН/м}^2 ;$$

$$1477,63 \text{ кН/м}^2 \leq 2660 \text{ кН/м}^2 .$$

Анализируя полученные значения, делаем вывод, что условие прочности выполняется.

На верхней грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \tag{6.114}$$

$$-620,60 \text{ кН/м}^2 < 0;$$

$$-386,58 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

Сжимающие силы и напряжения приняты со знаком «минус», следовательно, условие прочности выполняется.

В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y'| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d', \tag{6.115}$$

где  $H_d'$  для основного случая 54 м, а для поверочного 55 м.

$$620,60 \text{ кН/м}^2 \geq 295,53;$$

$$386,58 \text{ кН/м}^2 \geq 297,98 \text{ кН/м}^2 .$$

Анализируя полученные значения, делаем вывод, что условие прочности выполняется.

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.116)$$

$$-620,60 \text{ кН/м}^2 \leq 0;$$

$$-386,58 \text{ кН/м}^2 \leq 0.$$

Анализируя полученные значения, делаем вывод, что условие прочности выполняется.

Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{\max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.117)$$

где  $|\sigma_y^{\max}| = 1844,18 \text{ кН/м}^2;$

$[\sigma_0]_h$  — допускаемые напряжения на сжатие для основания:

$$[\sigma_0]_h = 3000$$

$$1844,18 \text{ кН/м}^2 < 3000 \text{ кН/м}^2.$$

Анализируя полученные значения, делаем вывод, что условие прочности выполняется.

## 6.10 Расчет устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.118)$$

где  $R$  — расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot f + E_\pi \cdot \gamma'_c + c \cdot w, \quad (6.119)$$

где  $\gamma'_c$  — коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается  $\gamma'_c = 0,95;$



При расчетах устойчивости бетонных и железобетонных плотин на скальном основании  $\gamma_{cd} = 0,95$ . При расчетах по предельным состояниям первой группы — для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации  $\gamma_{lc} = 1$ . Для особого сочетания нагрузок и воздействий  $\gamma_{lc} = 0,9$ ;

$f$  — коэффициент трения бетона по грунту, для песка  $f = 0,64$  [12];

$w$  — горизонтальная проекция площади подошвы плотины на 1 погонный метр:

$$w = 1 \cdot B = 85,00 \text{ м}; \quad (6.120)$$

$F$  — сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ак}} - E_{\text{п}}. \quad (6.121)$$

Основное сочетание нагрузок:

$$R = 111255,95 \cdot 0,64 + 13,51 \cdot 0,95 + \frac{150}{1,25} \cdot 85,00 = 99217,60;$$

$$F = 71588,0;$$

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} = \frac{99217,60 \cdot 0,95}{71588 \cdot 1} = 1,317 \geq 1,25. \quad (6.122)$$

Расчетный коэффициент надежности  $1,317 > 1,25$ .

Следовательно, сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

### 6.11 Пропуск строительных расходов

Пропуск строительных расходов производят через бетонный порог недостроенной водосливной плотины. Возведение тела водослива между быками до проектного профиля осуществляется поочередным ступенчатым бетонированием.

Расход пропускается через суженное русло. Сужение русла составляет не более 65 % для скального основания. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и поперечной перемычек. Повышение уровня определим по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (6.123)$$

где  $\varphi = 0,75$  - коэффициент скорости для прямоугольных перемычек;  
 $V_0$ -бытовая скорость;  
 $V_c$ - скорость в суженном русле:

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_c}, \quad (6.124)$$

где  $\omega_c$ - площадь поперечного сечения суженного русла  $Q_{\text{стр}}$ .  
 $\omega_c$  - определяется с помощью *AutoCAD*, равно  $2652 \text{ м}^2$ .

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0}, \quad (6.125)$$

где  $\omega_0$ - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при  $Q_{\text{стр}}$ .  
 $\omega_0$  - определяется с помощью *AutoCAD*, равно  $5038 \text{ м}^2$ .

Так как плотина будет строится в течении 10 лет за строительный расход, принимаем расход 0,1 обеспеченности.

Тогда при  $Q_{\text{стр}} \text{ м}^3/\text{с} = 3938$ , ширина русла 442 м., при стеснении 50% 221м (рисунок Г.1 ПРИЛОЖЕНИЕ Г):

$$V_0 = \frac{3938}{5038} = 0,78 \text{ м/с} < 5 \text{ м/с};$$

$$V_c = \frac{3938}{2652} = 1,48 \text{ м/с} < 5 \text{ м/с}.$$

$$z = \frac{1}{0,75^2} \frac{1,48^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{0,78}{2 \cdot 9,81} = 0,15 \text{ м}.$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{ВП}} = h_{\text{НБ}} + z + a, \quad (6.126)$$

где  $h_{\text{НБ}} = 24 \text{ м}$  – глубина воды, соответствующая  $Q_{\text{стр}}$ ;  
 $a = 1 \text{ м}$  – конструктивный запас.

$$H_{\text{ВП}} = 24 + 0,15 + 1 = 25,15 \text{ м}.$$

На втором этапе разрушаются перемычки первой очереди, производится перекрытие реки.

## **7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды**

### **7.1 Устройство охраны труда**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Катунской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

На ГЭС должен быть назначен специалист по охране труда.

Для обеспечения соответствия условий труда нормативным требованиям должна быть проведена специальная оценка условий труда созданных рабочих мест в соответствии с федеральным законом «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должна включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда являются руководители гидроэлектростанции и подразделений. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС

Для выполнения требований охраны труда должно выполняться следующее:

1. Распределение полномочий в части охраны труда должно быть утверждено организационно-распорядительным документом организации.

2. Функции и обязанности по охране труда должны быть определены в положениях о подразделениях, должностных инструкциях для каждого работника. Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки.

3. Для улучшения условий, соблюдения охраны труда и снижения профессиональных рисков должны проводиться мероприятия по охране труда в соответствии с Перечнем типовых мероприятий по охране труда, утвержденным приказом Минздравсоцразвития России от 1 марта 2012 г. № 181н и основанные на анализе результатов деятельности по профилактике производственного травматизма и профзаболеваемости.

4. Организация проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников, занятых во вредных

условиях труда в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 27.04.2011 № 302н.

5. Организация и проведение обучения работников. Обучению по охране труда и проверке знаний требований охраны труда подлежат все работники проектируемой ГЭС в соответствии с постановлением Минтруда России и Минобразования России от 13.01.2003 № 1/29. Обучение по охране труда руководителей и специалистов, на которых возложены обязанности по обеспечению охраны труда, проводится в специализированной организации с последующей проверкой знаний требований охраны труда и созданием комиссии по проверке знаний требований охраны труда на проектируемой ГЭС. Комиссия по проверке знаний требований охраны труда полномочна обучать работников организации по утвержденной программе обучения по охране труда и проводить проверку знаний требований охраны труда. Комиссия состоит не менее, чем из трех человек, прошедших обучение по охране труда в обучающей организации по программе для членов комиссий по проверке знаний требований охраны труда.

Обучение работников методам и приемам безопасного проведения работ осуществляется посредством инструктажей.

6. Обеспечение работников сертифицированными средствами индивидуальной защиты

7. Пропаганда требований нормативов и передового опыта по охране труда среди персонала посредством собраний, публикаций в СМИ, проведением тематических акций безопасности, дней охраны труда. На ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда. На ГЭС должен быть комплект действующих нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов, а также разработаны и утверждены местные инструкции по охране труда для профессий и видов работ. .

8. Обеспечение безопасности технологических процессов для обслуживающего персонала.

9. Создание для работников проектируемой гидроэлектростанции оптимального режима труда и отдыха. Общая (нормальная) продолжительность рабочего времени 40 часов в неделю, организация сокращения продолжительности работы накануне праздничных и выходных дней, количество выходных дней в неделю, работа в сверхурочное время, при сокращенной рабочей неделе (неполное рабочее время), продолжительность перерывов для отдыха и питания (не более двух часов).

10. Обеспечение санитарно-бытовых условий и лечебно-профилактических мероприятий, питьевого режима работников.

11. Организация контроля за соблюдением требований по охране труда в процессе производства. Контроль может осуществляться в форме проверок, обследований, осмотров, систематического учета показателей, характеризующих состояние условий и охраны труда, затребования необходимой информации, рассмотрения жалоб, заявлений. Контроль

предусматривает выявление причин нарушений требований охраны труда и разработку мероприятий по их устранению и предупреждению.

12. Стимулирование работы по обеспечению безопасности производственных процессов, снижению производственного травматизма и профзаболеваемости.

13. Обучение персонала приемам оказания первой помощи пострадавшим при несчастном случае на производстве с применением современных тренажеров, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- Трудовым кодексом РФ;
- рекомендациями Минтруда России и Минздрава России;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве, а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина.

## **7.2 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГЭС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГЭС» является соблюдение декларации безопасности ГЭС, составом которой

определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на эксплуатирующей организации гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

Состав систем инструментального контроля за ГТС включает в себя несколько подсистем:

1. Подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающего воздуха и воды);
2. Подсистема контроля перемещений точными геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыке и швах);
3. Подсистема контроля напряженно – деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжения);
4. Подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);
5. Подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла;
6. Подсистема контроля сейсмического состояния района.

На основе анализа полученных данных о состоянии ГТС и Акте обследования ГТС проектным институтом, имеющим право на выполнение данного вида работ, составляется Декларация безопасности. В которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возникших аварийных ситуаций и меры по обеспечению безопасной эксплуатации.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в Правилах противопожарного режима в Российской Федерации

(постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390), Федеральном законе от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», федеральном законе «О пожарной безопасности» от 18.11.1994. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;

- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

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

- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

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

- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

### **7.3.1 Пожаротушение гидрогенераторов**

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

### **7.3.2 Пожаротушение силовых трансформаторов**

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит



трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубах всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в масловодоотводитель, расположенный на пирсе. Помимо этого, на трансформаторной площадке предусматривается тушение пожара трансформаторов из пожарных гидрантов.

### **7.3.3 Пожаротушение кабельных сооружений**

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

### **7.3.4 Пожаротушение стационарного маслохозяйства**

Основным средством для тушения пожара, возникающего в маслохозяйственных помещениях, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

## 7.4 Мероприятия по охране природы

При строительстве и эксплуатации ГЭС отсутствует отрицательное влияние на качество воды, она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реке сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 (ред. 29.12.2015);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 (ред. 23.05.2016);
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 (ред. 28.11.2015) с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016;
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 (ред. 01.05.2016);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 (ред. От 13.07.2015);
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998 (ред. 29.12.2015);
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 (ред. От 13.07.2015).
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения от 30.03.1999 № 52-ФЗ

Данный проект подлежит обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора в части:

- мероприятий по подготовке ложа водохранилища;
- уровневого режима водохранилища и режимов нижнего бьефа;
- мероприятий по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища;
- прогноза качества воды водохранилища и нижнего бьефа.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

- Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.

- Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.

- Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища включают:

- перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения;
- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
- мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища. Мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Первый прогноз качества воды уточняется за год до поднятия НПУ до проектной отметки на основании результатов исследований качества воды в условиях временной эксплуатации водохранилища. В последующем прогноз качества воды уточняется службой эксплуатации водохранилища через каждые 5 лет в условиях нормальной его эксплуатации и представляется в территориальные органы и учреждения санитарно-эпидемиологической службы.

- В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:
- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
  - вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
  - мониторинг водоохраных зон;
  - очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907–85 около существующих и вновь создаваемых населенных пунктов предусматривается организация санитарных зон, предназначенных для доступа населения к воде и размещения пристаней. Размеры санитарных зон должны быть не менее: длина равна протяженности населенного пункта вдоль акватории плюс по 500 м в обе стороны; ширина – от границ береговой застройки до уреза воды при НПУ, плюс 100 м по акватории от берега водохранилища. На территории санитарных зон предусматривается удаление всей древесной растительности вровень с землей. Колодцы и другие искусственные углубления подлежат засыпке грунтом. Неиспользуемые или разрушенные строения подлежат разборке и удалению, а их территория – санитарной обработке, аналогичной обработке территории затапливаемых населенных пунктов.

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	360	360	360	360	360
Число часов использования установленной мощности	Часы	6800	6800	6800	6800	6800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1573714,3	2438285,7	2448000,0	2448000,0	2448000,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	15737,1	24382,8	24480,0	24480,0	24480,0
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	1557977,1	241 902,8	2423520,0	2423520,0	2423520,0
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1042,0	1077,0	1110,0	1143,0	1175,0
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	135,3	216,6	224,2	230,8	237,3
НДС к выручке	млн.руб	20,6	33,1	34,2	35,2	36,2

#### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

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 (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности (таблица 8.2).

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	252,2	28,5
Прочие	274,0	6,9
Итого по ГЭС	529,2	77,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,020
От 6 до 15	0,027
От 16 до 25	0,028
От 26 до 30	0,035

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ПАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	22,33
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	0,67
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,23
Итого		23,24

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Бикин составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	133,6	137,4	137,4	137,4	137,4
Расходы на страхование, млн.руб.	36,1	35,1	33,5	31,9	30,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	77,3	119,8	120,2	120,2	120,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	7,5	7,7	9,4	9,0	8,5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	23,2	36,3	37,3	37,6	37,6
Налог на воду, млн.руб.	4,1	8,5	12,7	15,0	15,0
Итого, млн.руб.	281,8	344,8	350,5	351,1	349,1

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

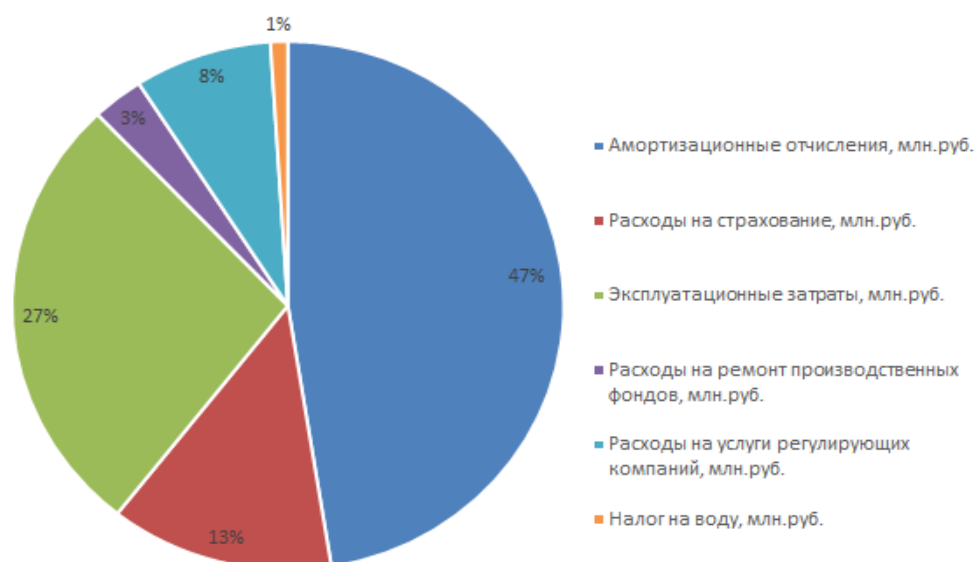


Рисунок 8.1 – Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Основные расходы приходятся на услуги генерирующих компаний.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Усть-Бикинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 18%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2021-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	285,8	458,8	566,0	584,0	601,4
НДС, млн.руб.	208,6	462,5	558,8	574,4	589,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Налог на имущество, млн.руб.	68,8	67,1	64,1	61,0	58,0
Итого, млн.руб.	577,2	1002,3	1202,7	1233,4	1262,9

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7 и рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	917,5	1772,2	2642,7	3112,1	3198,5
Текущие расходы, млн.руб.	281,8	344,8	350,5	351,1	349,1
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	635,6	1427,4	2292,2	2761,0	2849,4
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	635,6	1427,4	2292,2	2761,0	2849,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	127,1	285,5	458,4	552,2	569,9
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	508,5	1141,9	1833,7	2208,8	2279,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

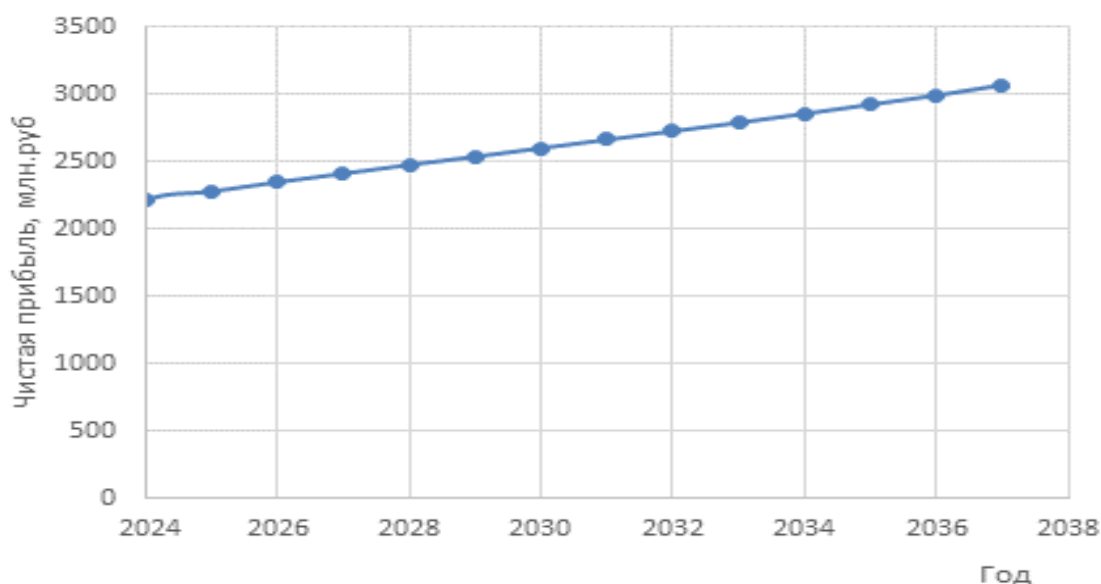


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Рост суммы прибыли обусловлен ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями РусГидро в прогнозируемом периоде.



### **8.3 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

#### **8.3.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

Чистый, дисконтированный доход

Индекс прибыльности

Срок окупаемости

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 ПАО 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 ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №97 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Усть-БикинскойГЭС составляет 20лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### **8.3.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Бикиннская ГЭС на реке Бикин»

Наименование	Показатели
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	9894,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,48
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.111
Удельные капиталовложения, руб/Квт	18004,16

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	102,7	516,9	947,9	1153,6	1187,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	36,6	68,8	67,1	64,1	61,0
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	139,4	585,8	1015,1	1217,8	1248,4

### 8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;  
 капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;

операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;

правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;

финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Объема инвестиций;
- б) Цена сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись аналитически.

Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций представлена на рисунке 8.3.

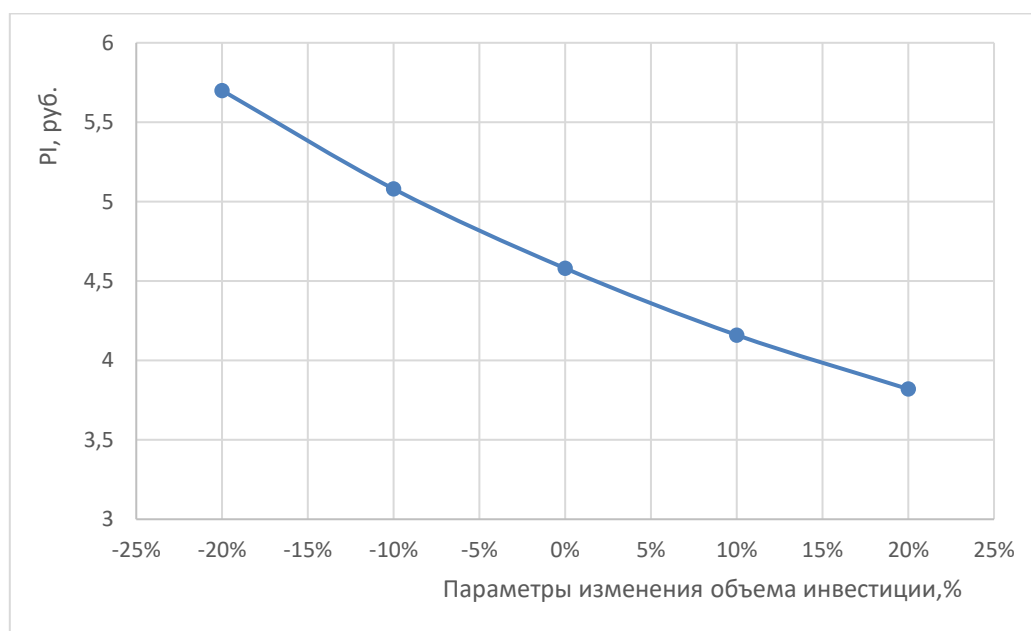


Рисунок 8.3-Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта представлена на рисунке 8.4.

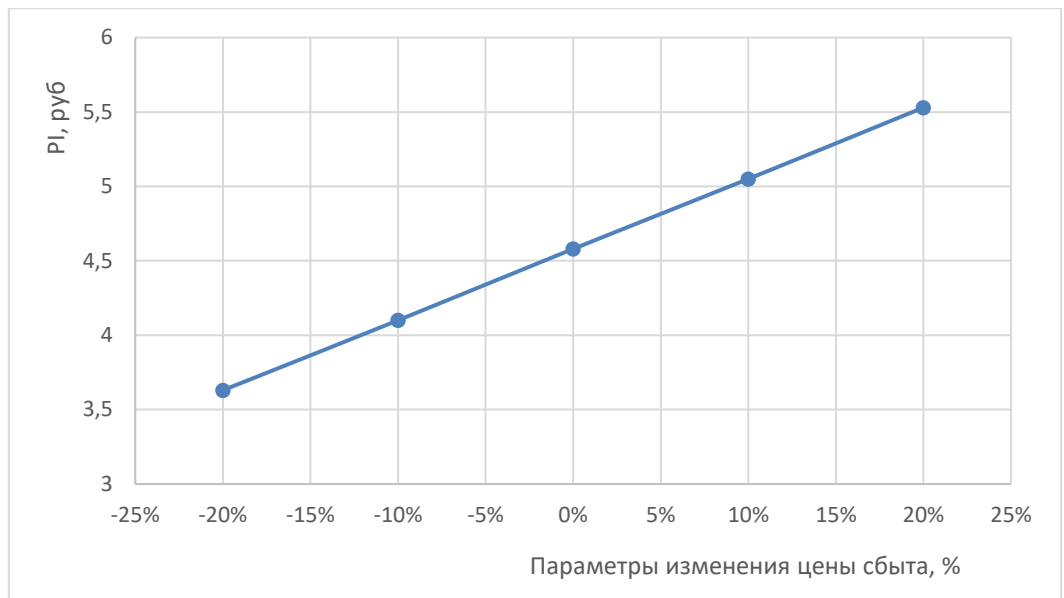


Рисунок 8.4-Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта

Вывод: Увеличений цены сбыта –увеличение величины PI.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.5.

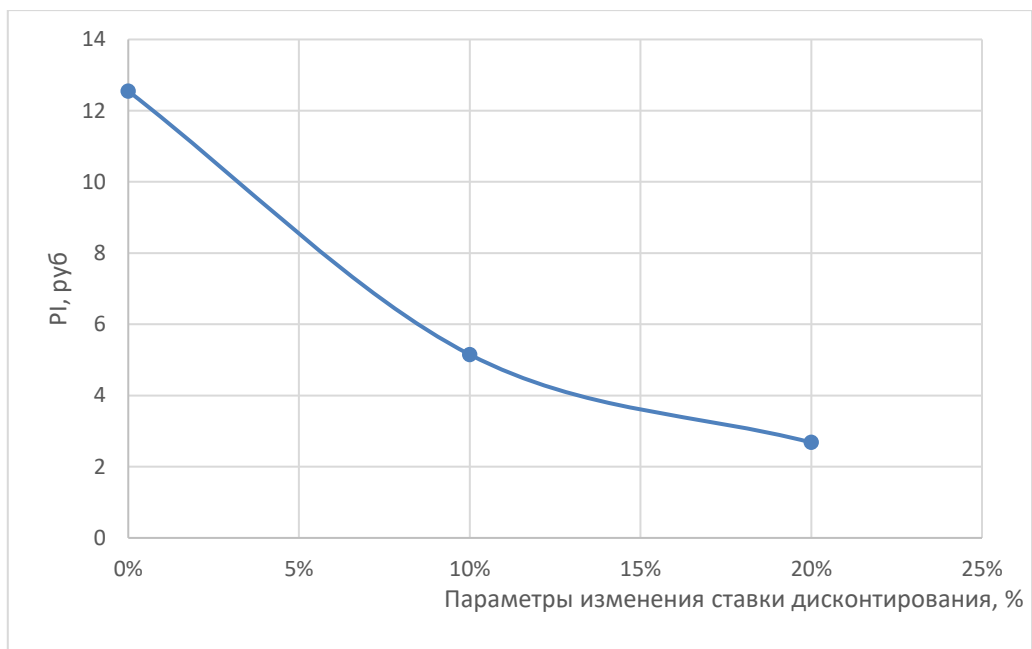


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины PI.

## 9 Виды регулирования

### 9.1 Регулирование частоты и перетоков активной мощности

Электростанции и другие объекты электроэнергетики под управлением субъектов оперативно-диспетчерского управления должны совместно непрерывно регулировать текущий режим ЭС по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивая:

- поддержание нормированного качества частоты электрического тока в энергосистеме;
- поддержание нормированного уровня надёжности и предотвращение нарушений нормального режима энергосистем путем ограничения перетоков мощности по связям и сечениям максимально допустимыми;
- восстановление плановых обменов мощностью и нормированного качества частоты в синхронной зоне при внезапном возникновении расчетного небаланса мощности в любых областях регулирования ЕЭС России;
- предотвращение развития аварий в энергообъединении, срабатывания АЧР и разгрузки (по условиям безопасности) атомных электростанций при внезапном возникновении расчетного аварийного небаланса мощности в энергообъединении, в том числе вследствие отделения от него энергосистем (частей энергосистем);
- сохранение функционирования электростанций и энергоснабжения потребителей при авариях в энергосистемах, в том числе при разделении энергообъединения, энергосистемы на части, путем максимальной мобилизации регулировочной способности всех электростанций аварийного района.

Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования и действием диспетчеров операционных зон.

Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов АЭС и т.п.

Нормированное первичное регулирование частоты должно обеспечиваться выделенными электростанциями. На них должен размещаться необходимый первичный резерв. Параметры и диапазон нормированного первичного регулирования должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления.

Вторичное регулирование (в целом по единой энергосистеме и в отдельных регионах) должно осуществляться с целью поддержания и восстановления плановых режимов по частоте и перетокам активной мощности.

Вторичное регулирование должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования

частоты и перетоков мощности - АРЧМ) выделенными для этих целей электростанциями, на которых должен поддерживаться необходимый вторичный резерв активной мощности.

В целях непротиводействия первичному регулированию вторичное регулирование должно осуществляться с коррекцией по частоте (частотной коррекцией).

Третичное регулирование в единой энергосистеме России должно осуществляться для восстановления израсходованных вторичных резервов и последующей оперативной коррекции диспетчерских графиков. Для третичного регулирования должны размещаться и поддерживаться соответствующие резервы мощности.

Параметры и диапазон регулирования, необходимые вторичные и третичные резервы, включая их размещение, должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций должен принять необходимые меры для выполнения требований участия в первичном регулировании частоты, поддерживая устойчивый режим оборудования вплоть до восстановления частоты.

Противодействие первичному регулированию частоты не допускается, за исключением следующих случаев:

- с разрешения диспетчера;
- при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения.

Восстановление заданной графиком мощности разрешается после восстановления нормального значения частоты.

При снижении частоты ниже установленных значений диспетчер единой энергосистемы России или изолированно работающей (аварийно отделившейся) объединенной энергосистемы (энергосистемы, энергорайона) должен ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, диспетчер должен остановить снижение частоты и обеспечить ее восстановление путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции.

При возникновении перегрузки линий электропередачи диспетчер должен ликвидировать ее путем мобилизации резервов активной мощности, а в случае их исчерпания и сохранения перегрузки - путем ограничения (отключения) потребителей.

При аварийных отклонениях частоты персонал электростанций должен принимать участие в восстановлении частоты в соответствии с указаниями местной инструкции или по указанию вышестоящего диспетчера.

## **9.2 Регулирование напряжения**

При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть

обеспечены:

- соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);

- необходимый запас устойчивости энергосистем;

- минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6 - 35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения.

Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6 - 35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям государственного стандарта.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузки.

Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с утвержденными на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включенного оборудования.

Характеристики регулирования и графики напряжения в контрольных пунктах должны быть определены диспетчерскими органами энергосистем, объединенных и единой энергосистем на предстоящий квартал и корректироваться, если необходимо, при краткосрочном планировании режима.

Контрольные пункты должны быть установлены соответствующими диспетчерскими службами (управлениями) в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в отдельных, объединенных и единой энергосистемах.

Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии - оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера электрических сетей, отдельных, объединенных и единой энергосистем.

Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчером отдельных, объединенных и единой энергосистем, а также графики напряжения

и характеристики регулирования в этих пунктах должны быть утверждены соответствующими органами диспетчерского управления.

Порядок использования источников реактивной мощности потребителей должен быть задан при заключении договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем. При необходимости диспетчерские органы должны использовать источники реактивной мощности у потребителей для регулирования напряжения в контрольных точках.

Для контролируемых диспетчером энергосистемы узловых пунктов электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должны быть установлены аварийные пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки.

Если напряжение в этих пунктах снижается до указанного аварийного предела, оперативно-диспетчерский персонал электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должен самостоятельно поддерживать напряжение путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а диспетчеры энергосистем, объединенных и единой энергосистем должны оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем мобилизации резервов средств по регулированию напряжения в прилегающих районах. При этом не разрешается поднимать напряжение в отдельных контрольных пунктах выше значений, предельно допустимых для оборудования.

В тех узлах энергосистем, объединенных и единой энергосистемах, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, должна быть установлена автоматика отключения нагрузки в объеме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости нагрузки в узле.

### **9.3 Регулирование частоты и потоков активной мощности на проектируемой Усть-Бикинской ГЭС**

Проектируемая Усть-Бикинская ГЭС с установленной мощностью 360 МВт, не являясь контррегулирующей станцией, участвуя в первичном регулировании частоты, также будет осуществлять вторичное регулирование частоты и потоков активной мощности.

Первичное регулирование частоты (время мобилизации не более 30 секунд) является основным средством ограничения отклонений частоты. Первичное регулирование частоты осуществляется регуляторами скорости, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

Все включенное генерирующее оборудование Усть-Бикинской ГЭС будет участвовать в общем первичном регулировании частоты с величиной «мёртвой полосы»  $50,000 \pm 0,075$  Гц и статизмом 5% (рисунок 9.1).



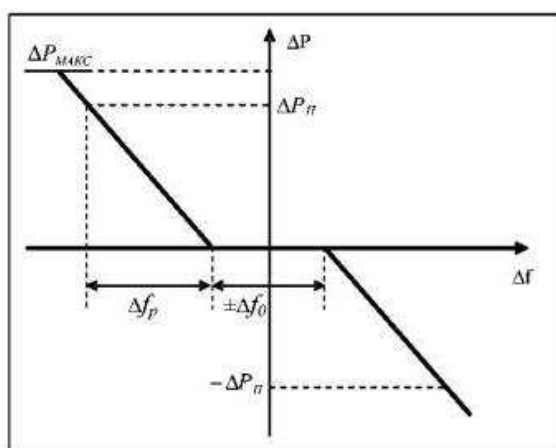


Рисунок 9.1 - Статическая характеристика первичного регулирования

Вторичное регулирование частоты (время мобилизации не более 15 мин) корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования частоты и внешних перетоков в зоне регулирования. Вторичное регулирование частоты обеспечивает восстановление частоты в энергосистеме и реализованных при действии первичного регулирования резервов первичного регулирования.

Гидроагрегаты Усть-Бикинской ГЭС будут участвовать во вторичном регулировании режима работы ЕЭС по частоте и перетокам активной мощности, путем приема и реализации команд телерегулирования от ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

Третичное регулирование частоты восстанавливает резервы вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени.

При внезапном возникновении больших небалансов мощности, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, для предотвращения недопустимого изменения и восстановления частоты предусматривается и используется противоаварийная автоматика (автоматика ограничения снижения частоты и автоматика ограничения повышения частоты). Указанная автоматика ограничивает отклонения частоты при нарушениях баланса активной мощности, обеспечивая требуемые условия для работы электрических станций и предотвращая развитие нарушений баланса активной мощности.

Значительное снижение или повышение частоты недопустимо по режимам работы электрических станций.

В первой синхронной зоне Единой энергетической системы России должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале, в пределах  $50,00 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) при допустимости отклонений значений частоты в пределах  $50,0 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более 15 минут.

Во второй синхронной зоне Единой энергетической системы России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны Единой энергетической системы России, а также в первой синхронной зоне Единой энергетической системы России при её работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале, в пределах  $50,0 \pm 0,2$  Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину  $50,0 \pm 0,4$  Гц.

При снижении частоты в синхронной зоне, в области регулирования, в которой произошла потеря генерирующей мощности, для ее компенсации используются все имеющиеся собственные резервы мощности с учетом пропускной способности контролируемых сечений, линий электропередач и электротехнического оборудования.

При снижении частоты электрического тока до 49,925 Гц (на 0,075 Гц ниже номинального значения 50,000 Гц) активная мощность ГА увеличится на величину мощности первичного регулирования (ОПРЧ). Величина мощности ОПРЧ для ГА Усть-Бикинской ГЭС при снижении частоты на 0,1 Гц составит 5% от величины номинальной мощности (6 МВт). При работе ОПРЧ персоналу вмешиваться в работу регуляторов скорости турбины не допускается.

При работе энергосистемы с пониженной частотой необходимо учитывать следующие ограничения для оборудования ГЭС:

- понижение частоты снижает производительность механизмов собственных нужд ГЭС. Снижение производительности маслососов ухудшает условия охлаждения трансформаторов;

- ток нагрузки электродвигателей собственных нужд ГЭС при снижении частоты достигает своего минимума при  $f=46-47$  Гц. При частоте меньше 45 Гц начинается резкое увеличение токов нагрузки электродвигателей, что приводит к их массовому аварийному отключению и нарушению технологии работы оборудования ГЭС.

При работе энергосистемы с частотой ниже 49,80 Гц в электрических сетях и на электростанциях запрещается проведение плановых переключений в РУ, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме необходимых для ликвидации нарушения нормального режима.

При повышении частоты электрического тока до 50,075 Гц активная мощность ГА снизится на величину мощности первичного регулирования (ОПРЧ). Величина мощности ОПРЧ для ГА Усть-Бикинской ГЭС при повышении частоты на 0,1 Гц составит 5 % от величины номинальной мощности (6 МВт).

При работе с повышенной частотой следует иметь в виду, что у двигателей, работающих с нагрузкой, близкой к номинальной перегруз начинается при частоте больше 50,5 Гц.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Усть-Бикинской ГЭС высотой 130 метров на реке Бикин, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 3938 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 4368 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Усть-Бикинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{\text{уст}} = 360 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 338,64 м. Полезный объем составляет  $2,96 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1679 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный  $H_{\text{max}} = 115 \text{ м}$ ;

расчетный  $H_{\text{расч}} = 92,2 \text{ м}$ ;

минимальный  $H_{\text{min}} = 78,2 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{\text{max}}$ , соответствующий расчетному напору, составляет  $440 \text{ м}^3/\text{с}$ . По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 4 м (РО115 – В – 400). По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ – 795/230 – 32т с номинальной активной мощностью 120 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ – 220кВ – «две рабочие системы сборных шин с обходной». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТЦ- 160000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 4000/15 У1(У3) и ТСЗ – 1000 35/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/39 (один провод в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с глубинным водосливом переходящим в поверхностный максимальная высота – 130 м;
- стационарная бетонная плотина – 130 м;
- глухая правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

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

- отметка подошвы плотины – 245,5 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 85 м;
- количество водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 8 м;
- ширина сооружения по гребню – 23,5 м;
- высота сооружения – 130 м;
- толщина бычка – 6 м;
- протяженность бетонной плотины в створе – 1 м.

В качестве гасителя энергии потока был выбран отброс струи:

- отметка носка – 275 м;
- угол отброса струи – 35°;
- дальность отброса струи – 142 м.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 58,75 метров относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 29,4 метров относительно подошвы сооружения. Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции (шириной 9 метров) постоянными температурно-осадочными швами. Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,317 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Усть-Бикинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,11 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 18004,16 руб/кВт.
- срок окупаемости 6 лет 3 месяца.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ- 2008. - 114 с.
2. Затева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е. Ю. Затева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 12 с.
3. Барлит В.В. Гидравлические турбины/ В.В. Барлит. – Киев: Вища школа, 1977. – 360 с.
4. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
5. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д. С. Щавелева – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – Изд. 4-е, перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608с.
7. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2015. – 706 с.
8. СТО Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций – Введ. 21.01.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 19 с.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции нормы технического проектирования - Введ. 30.07.2012. – Москва : ОАО «РусГидро», 2012. – 290 с.
10. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ – Введ. 20.12.2007. – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 132 с.
11. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. – Введ. 21.01.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 13 с.
12. СТО Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта – Введ. 21.01.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 20 с.
13. 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.

14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.
15. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования – Введ. 01.09.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 17 с.
16. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики – Введ. 01.09.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 17 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. – Введ. 16.06.2010. – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.
18. СТО 17330282.27.140.008-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.04.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 166 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – Введ. 20.12.2007. – Москва : ОФО «ФСК ЕЭС», 2008. – 132 с.
20. Чернобровов Н. В. Релейная защита: учеб. пособие для техникумов. — 5-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1974 – 680 с.
21. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНИП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
22. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ.01.01.2013 – М.: Минрегион России, 2012. – 66 с.
23. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82\*. Введ. 01.01.2013 – М.: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
24. 4.Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам. Под ред. П. Г. Киселева. Изд. 4-е, перераб. и доп. М : Энергия, 1972. – 312 с.
25. Рассказов Л. Н. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малахов и др. – М. : Стройиздат, 1996. – 440 с.
26. 8.СТО 17330282.27.140.002-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введ. 15.04.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 53 с.
27. 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.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 - Обеспеченность средних расходов, расходов по паводку и по межени

годы	Q <sub>ср</sub>	Р	годы	Q <sub>ср. Пав</sub>	Р	годы	Q <sub>ср. Меж</sub>	Р
2008	408	2	1997	1780	1,9	1999	168	1,9
2011	404	4	1986	1746	3,8	1976	164	3,8
1997	403	6	1962	1704	5,8	1965	163	5,8
1962	400	8	2008	1686	7,7	2011	153	7,7
1965	399	10	2011	1655	9,6	2008	152	9,6
1976	378	12	1985	1614	11,5	1990	146	11,5
1969	372	13	1969	1596	13,5	1961	145	13,5
1986	372	15	1965	1580	15,4	1962	139	15,4
1999	371	17	1984	1540	17,3	1980	130	17,3
1985	367	19	1994	1469	19,2	1994	128	19,2
1994	352	21	1992	1454	21,2	1997	128	21,2
1990	348	23	1976	1450	23,1	1969	127	23,1
1992	330	25	1999	1386	25,0	1988	120	25,0
1984	327	27	1990	1354	26,9	1985	118	26,9
1980	325	29	1977	1353	28,8	1989	113	28,8
1989	315	31	1974	1337	30,8	1977	106	30,8
1977	314	33	1975	1331	32,7	1992	105	32,7
1975	305	35	1989	1324	34,6	1979	103	34,6
2005	305	37	2005	1321	36,5	2005	101	36,5
1988	304	38	1980	1298	38,5	1975	100	38,5
1961	302	40	1979	1267	40,4	1986	97	40,4
1979	297	42	1988	1224	42,3	1971	96	42,3
1974	279	44	1966	1215	44,2	1973	96	44,2
1983	275	46	1983	1173	46,2	1983	95	46,2
1966	268	48	1981	1145	48,1	1991	95	48,1
1981	266	50	1961	1085	50,0	2010	93	50,0
1991	255	52	2007	1081	51,9	2003	90	51,9
2010	237	54	1991	1053	53,8	1981	90	53,8
1971	232	56	1982	1041	55,8	1987	86	55,8
2007	232	58	2009	1020	57,7	1995	86	57,7
1982	231	60	2006	989	59,6	1984	84	59,6
1995	229	62	2010	959	61,5	1966	79	61,5
2009	227	63	1995	943	63,5	2001	78	63,5
1987	223	65	1971	909	65,4	1996	72	65,4
2006	220	67	1987	905	67,3	1963	72	67,3
2003	202	69	1978	836	69,2	1982	69	69,2
1978	196	71	1998	827	71,2	2009	68	71,2

## Продолжение приложения А

### Продолжение таблицы А.1

годы	Qcp	P	годы	Qcp. Пав	P	годы	Qcp. Меж	P
2001	188	73	2003	762	73,1	1974	68	73,1
1973	185	75	1970	743	75,0	1978	68	75,0
1996	182	77	2001	735	76,9	2006	66	76,9
1998	181	79	1996	733	78,8	2000	65	78,8
2000	170	81	1964	699	80,8	1967	65	80,8
1970	163	83	1972	692	82,7	1993	63	82,7
2004	158	85	2000	692	84,6	2007	62	84,6
1972	156	87	1968	666	86,5	2004	61	86,5
1964	152	88	2004	644	88,5	1998	51	88,5
1993	151	90	1973	629	90,4	1972	49	90,4
1968	147	92	2002	601	92,3	1970	47	92,3
1963	143	94	1993	593	94,2	2002	47	94,2
2002	139	96	1967	503	96,2	1968	43	96,2
1967	138	98	1963	499	98,1	1964	42	98,1

### Таблица А.2 – Рабочая мощность зимних суток января

Часы	Потребление	Ранж	ΔP	Δt	ΔЭ	Э	P
1	5167	5436	1	1	1	1	1
2	5269	5435	52	2	104	105	53
3	5435	5383	69	3	207	312	122
4	5383	5314	45	4	180	492	167
5	5169	5269	9	5	45	537	176
6	5260	5260	6	6	36	573	182
7	5097	5254	34	7	238	811	216
8	5089	5220	51	8	408	1219	267
9	5077	5169	2	9	18	1237	269
10	5102	5167	5	10	50	1287	274
11	5314	5162	60	11	660	1947	334
12	5436	5102	5	12	60	2007	339
13	5254	5097	8	13	104	2111	347
14	5220	5089	12	14	168	2279	359
15	5162	5077	0	15	0	2279	359
16	5077	5077	80	16	1280	3559	439
17	4766	4997	231	17	3927	7486	670
18	4682	4766	84	18	1512	8998	754
19	4669	4682	8	19	152	9150	762
20	4526	4674	5	20	100	9250	767
21	4495	4669	51	21	1071	10321	818
22	4618	4618	92	22	2024	12345	910
23	4674	4526	31	23	713	13058	941
24	4997	4495	4495	24	107880	120938	5436



## Продолжение приложения А

Таблица А.3 - Рабочая мощность летних суток июня

Часы	Потребление	Ранж	$\Delta P$	$\Delta t$	$\Delta \mathcal{E}$	$\mathcal{E}$	P
1	2945	3428	147	1	147	147	147
2	3113	3281	5	2	10	157	152
3	3269	3276	7	3	21	178	159
4	3236	3269	8	4	32	210	167
5	3257	3261	4	5	20	230	171
6	3228	3257	13	6	78	308	184
7	3261	3244	8	7	56	364	192
8	3230	3236	6	8	48	412	198
9	3213	3230	2	9	18	430	200
10	3244	3228	15	10	150	580	215
11	3205	3213	8	11	88	668	223
12	3179	3205	26	12	312	980	249
13	3281	3179	39	13	507	1487	288
14	3276	3140	27	14	378	1865	315
15	3428	3113	168	15	2520	4385	483
16	3140	2945	46	16	736	5121	529
17	2899	2899	224	17	3808	8929	753
18	2675	2675	3	18	54	8983	756
19	2587	2672	85	19	1615	10598	841
20	2411	2587	36	20	720	11318	877
21	2531	2551	20	21	420	11738	897
22	2423	2531	108	22	2376	14114	1005
23	2551	2423	12	23	276	14390	1017
24	2672	2411	2411	24	57864	72254	3428

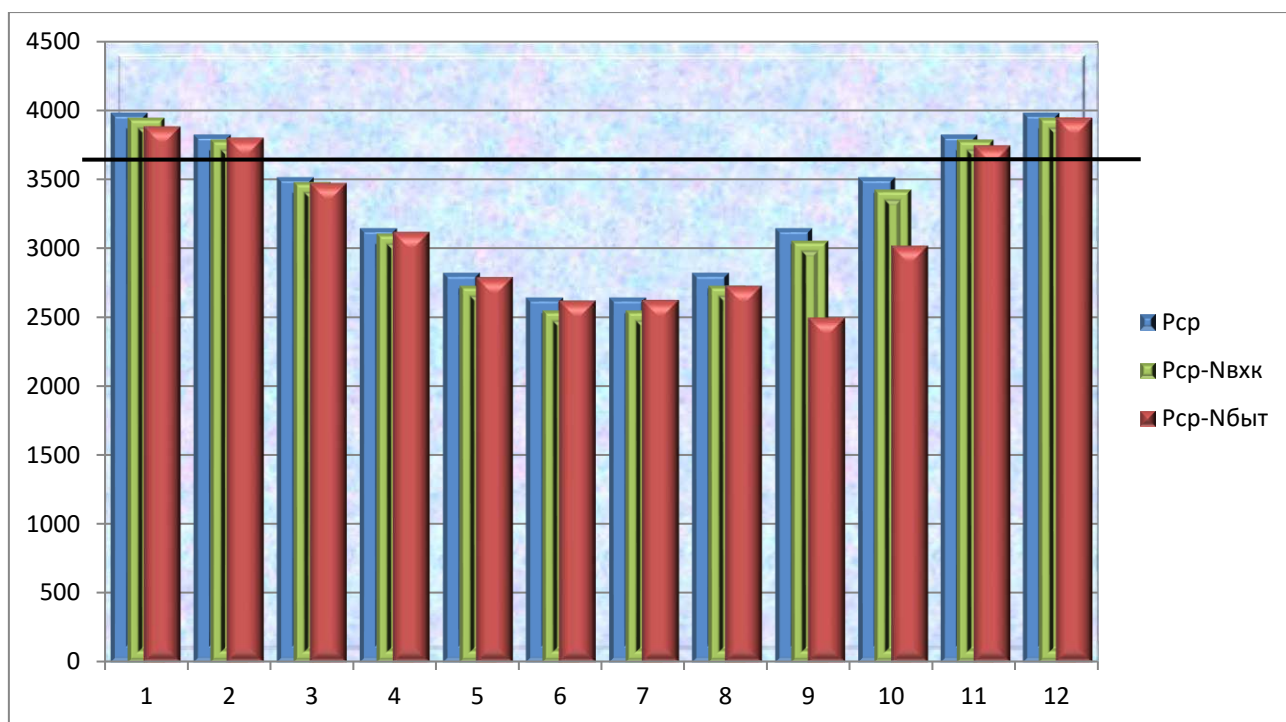


Рисунок А.1 – График баланса энергии

## Продолжение приложения А

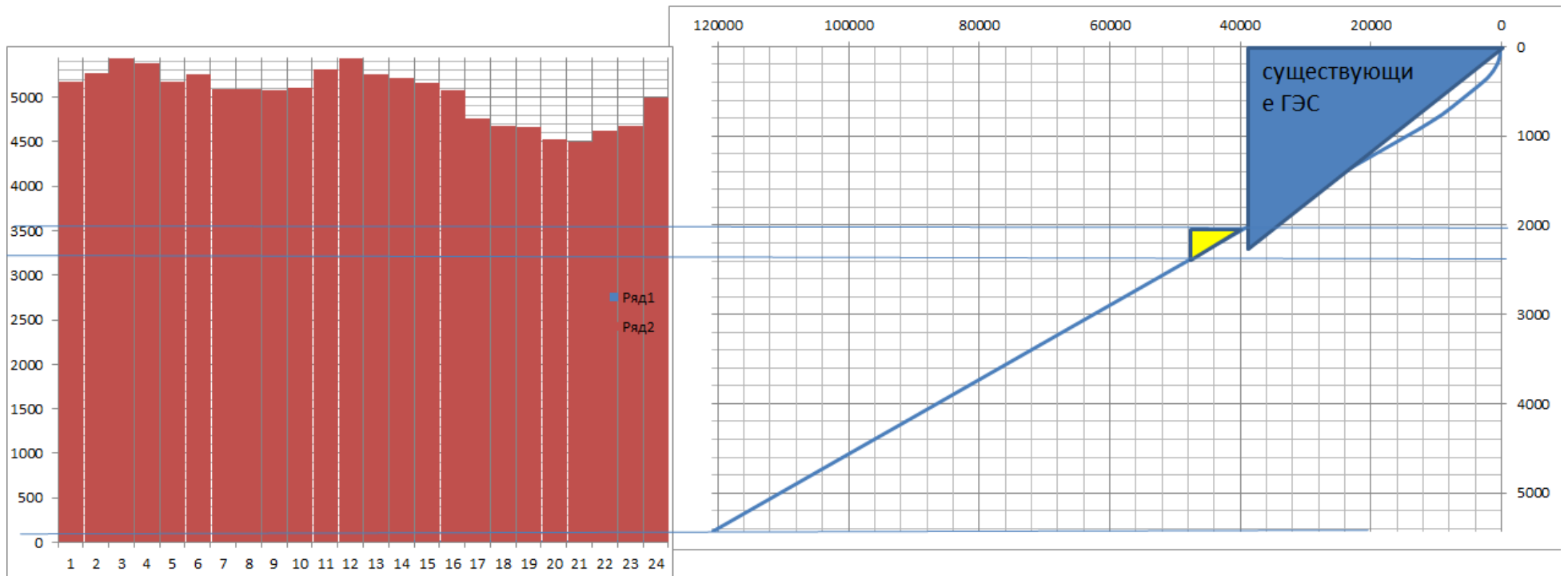


Рисунок А.2 – График ИКН (январь)

## Продолжение приложения А

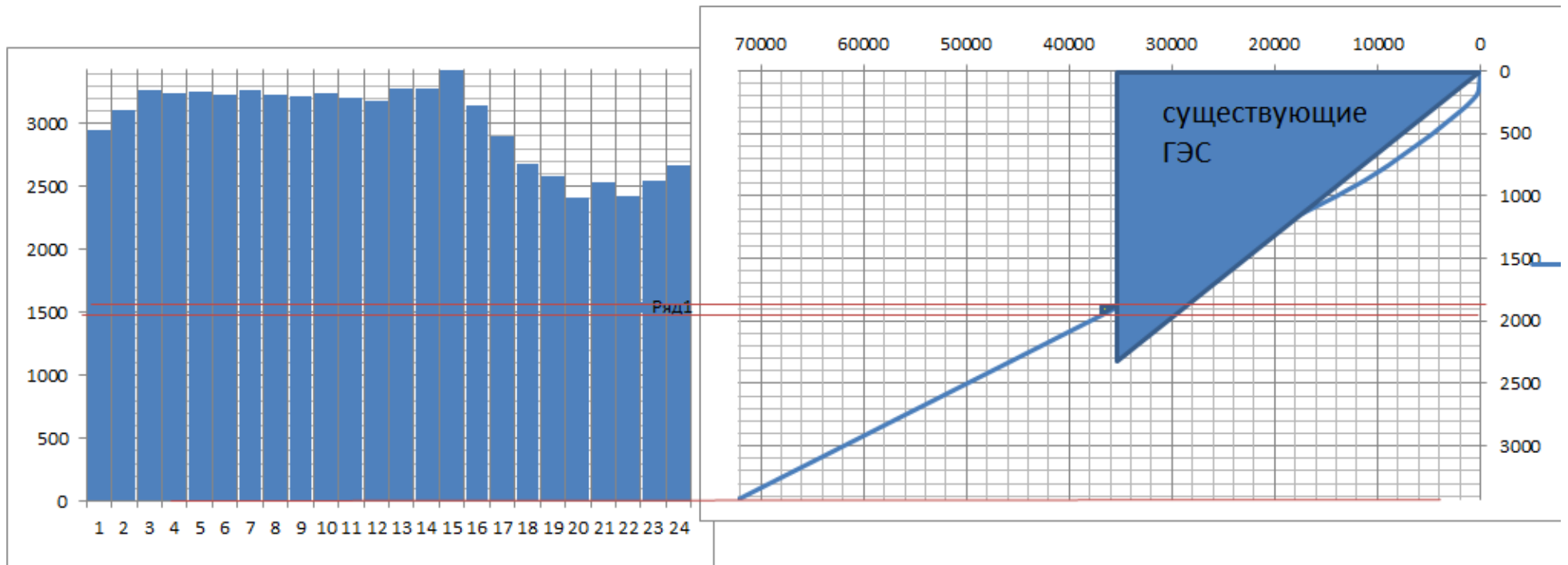


Рисунок А.3- График ИКН (июнь)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### ГУХ. Расчет и построение проточной части гидротурбины

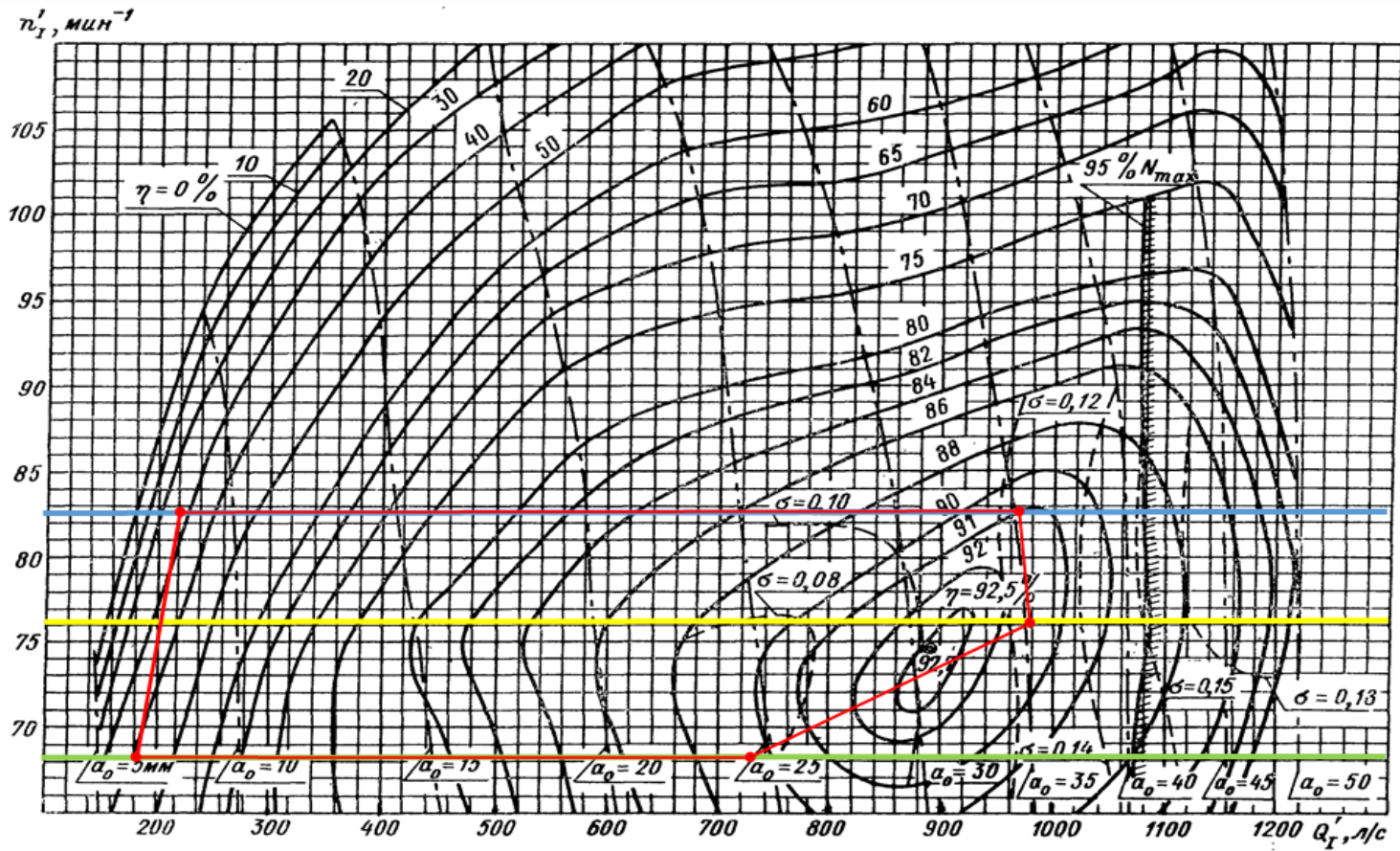


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика РО-115-400

Продолжение приложения Б

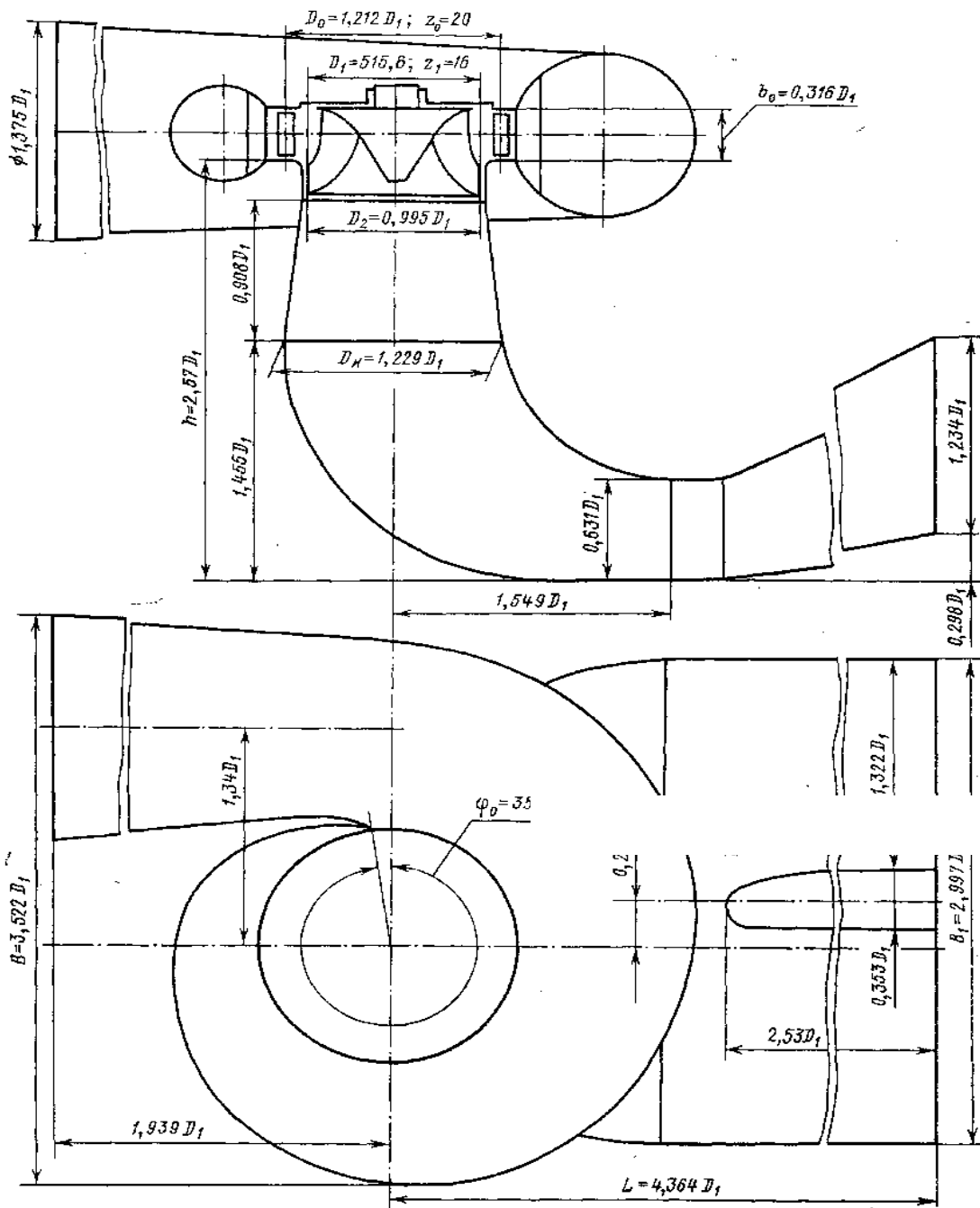


Рисунок Б.2 - Проточная часть модели гидротурбины РО 115/810-В-51,56 (к универсальной характеристике)

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.1- Расчет спиральной камеры круглого сечения по закону  $v_{\text{u}}r = \text{const}$ , ( $R_4 = 3,25$ ;  $\frac{1}{c} = 0,513$ ;  $(\frac{H_1}{2})^2 = 0,992$ )

Сечения	фи	фи/360	фи/с	2R4(фи/с)	[4]-(b1/2)^2	([5])^0,5	x=[6]+[3]	x^2	p^2=x^2+(H1/2)^2	p=([9])^0,5	a=R4+x	R=p+a
1	351	0,975	0,500	3,249	2,837	1,684	2,184	4,771	5,755	2,399	5,434	7,833
2	336	0,933	0,479	3,111	2,698	1,643	2,121	4,500	5,484	2,342	5,371	7,713
3	321	0,892	0,457	2,972	2,560	1,600	2,057	4,232	5,216	2,284	5,307	7,591
4	306	0,850	0,436	2,833	2,421	1,556	1,992	3,967	4,951	2,225	5,242	7,467
5	291	0,808	0,414	2,694	2,282	1,511	1,925	3,706	4,690	2,166	5,175	7,341
6	276	0,767	0,393	2,555	2,143	1,464	1,857	3,448	4,433	2,105	5,107	7,212
7	261	0,725	0,372	2,416	2,004	1,416	1,787	3,195	4,179	2,044	5,037	7,082
8	246	0,683	0,350	2,277	1,865	1,366	1,716	2,945	3,929	1,982	4,966	6,948
9	231	0,642	0,329	2,139	1,726	1,314	1,643	2,699	3,683	1,919	4,893	6,812
10	216	0,600	0,308	2,000	1,588	1,260	1,568	2,457	3,441	1,855	4,818	6,673
11	201	0,558	0,286	1,861	1,449	1,204	1,490	2,220	3,204	1,790	4,740	6,530
12	186	0,517	0,265	1,722	1,310	1,144	1,409	1,986	2,970	1,723	4,659	6,383
13	171	0,475	0,244	1,583	1,171	1,082	1,326	1,757	2,741	1,656	4,576	6,231
14	156	0,433	0,222	1,444	1,032	1,016	1,238	1,533	2,517	1,586	4,488	6,075
15	141	0,392	0,201	1,305	0,893	0,945	1,146	1,313	2,297	1,516	4,396	5,912
16	126	0,350	0,179	1,166	0,754	0,869	1,048	1,098	2,082	1,443	4,298	5,741
17	111	0,308	0,158	1,028	0,615	0,785	0,943	0,889	1,873	1,368	4,193	5,561
18	96	0,267	0,137	0,889	0,477	0,690	0,827	0,684	1,668	1,292	4,077	5,369
19	81	0,225	0,115	0,750	0,338	0,581	0,697	0,485	1,469	1,212	3,947	5,159
20	66	0,183	0,094	0,611	0,199	0,446	0,540	0,292	1,276	1,129	3,790	4,919
21	51	0,142	0,073	0,472	0,060	0,245	0,318	0,101	1,085	1,042	3,568	4,609
22	36	0,100	0,051	0,333	-	-	-	-	-	-	-	4,244
23	21	0,058	0,030	0,194	-	-	-	-	-	-	-	3,729
24	6	0,017	0,009	0,056	-	-	-	-	-	-	-	3,017

Продолжение приложения Б

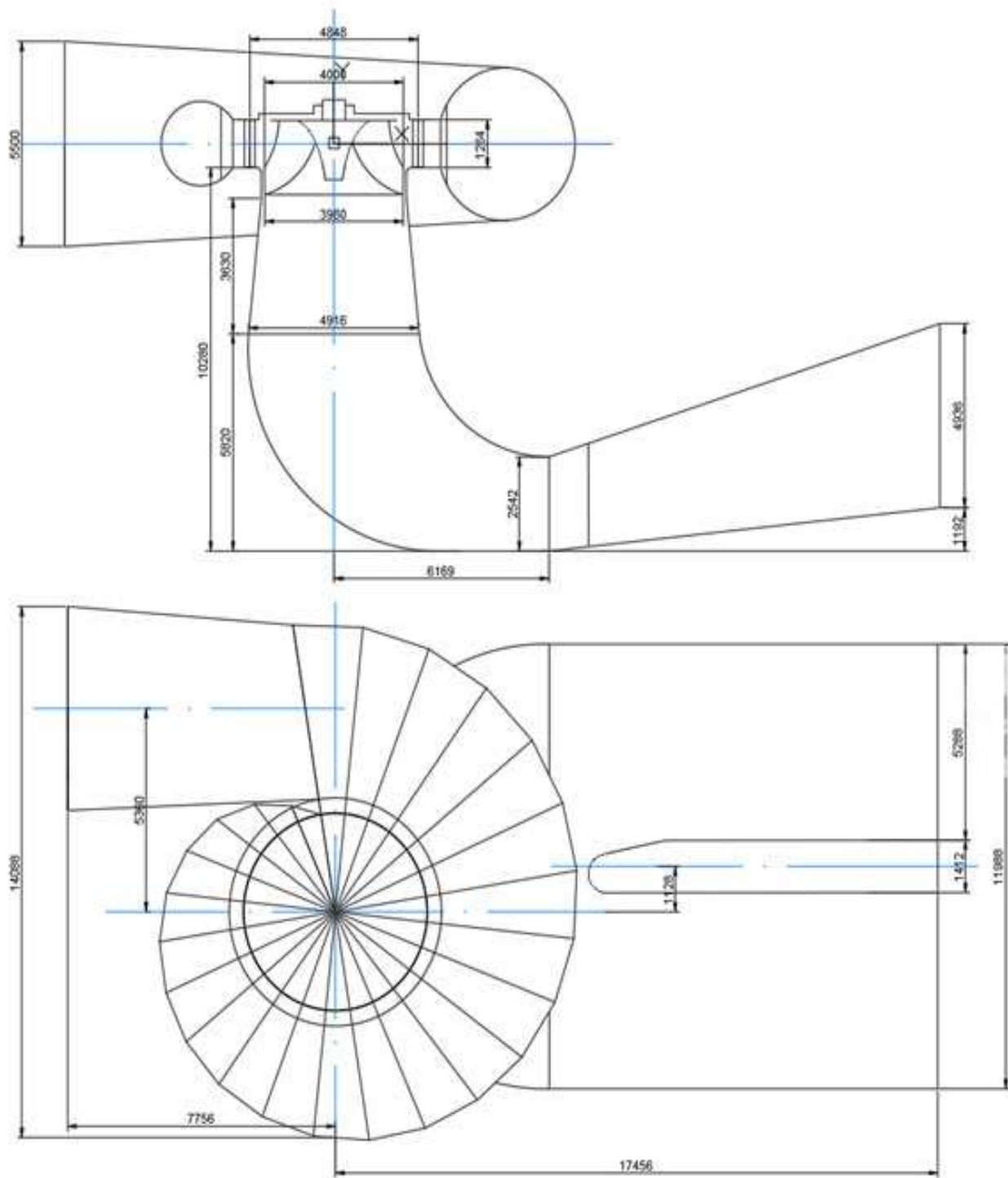


Рисунок Б.3 – План металлической спиральной камеры

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Уставки, матрица отключения защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,701 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,336 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,01А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,327 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,701 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,175 \cdot I_H$	0,818 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,999 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,139 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,719А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,021	1,358 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,442	5,0 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	3,937 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,11 \cdot I_{НОМ.P}$	4,084А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	8,057 А



## Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты	Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	IΔG		+	+	+	+				
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>							+	
		t <sub>2</sub>						+		
		t <sub>3</sub>	+	+	+					
	U <sub>0</sub>	t	+	+	+					
ЗПН	U >	1 степень t <sub>1</sub>	+	+						
		2 степень t <sub>2</sub>	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t <sub>1</sub>					+		
			t <sub>2</sub>	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t <sub>1</sub>					+		
			t <sub>2</sub>	+	+					
ДЗ	Z <	1 степень	t <sub>1</sub>					+		
			t <sub>2</sub>	+	+	+				
		2 степень	t <sub>1</sub>						+	
			t <sub>2</sub>	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Стеснение русла

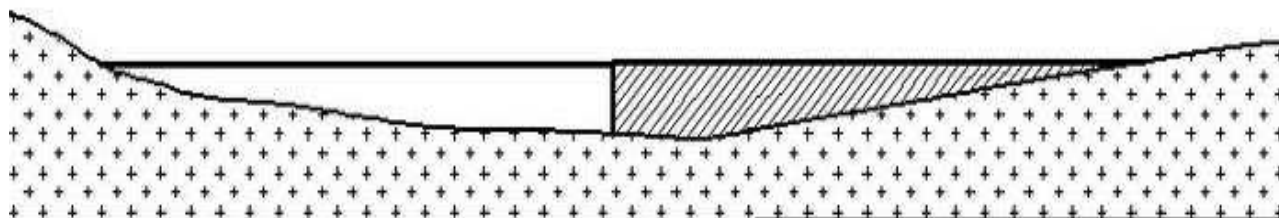
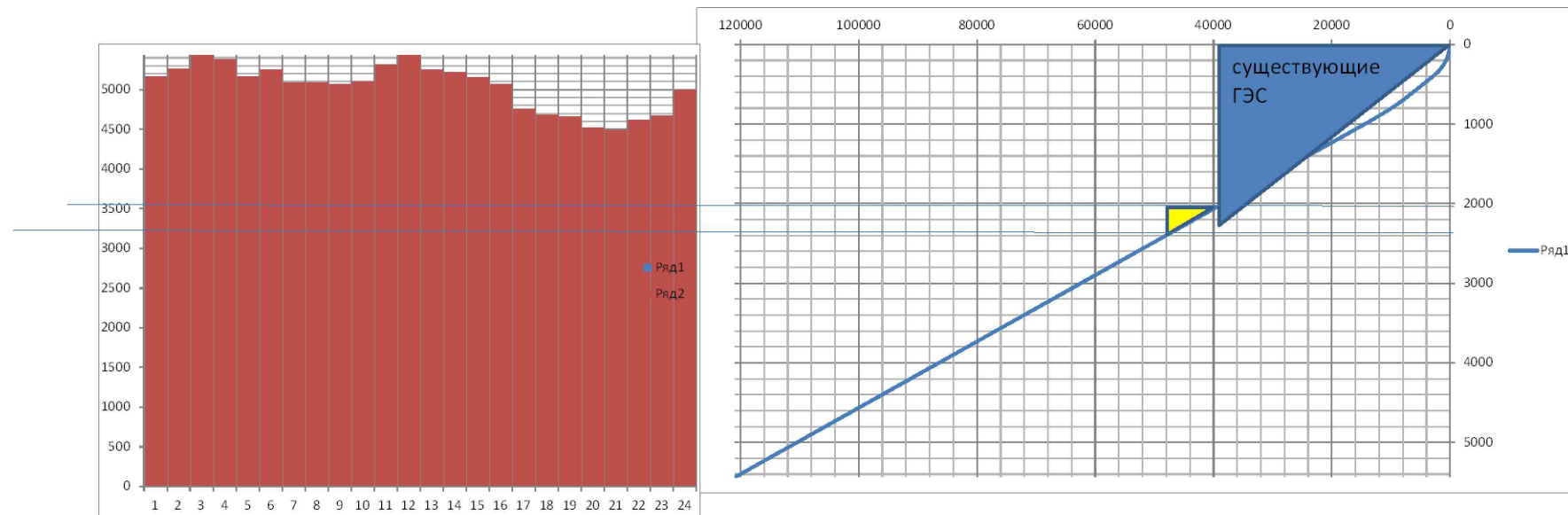


Рисунок Г.1 - Стеснение русла

## Основные показатели проектируемой Усть-Бикинской ГЭС на реке Бикин

Установленная мощность:  $N_{уст} = 360 \text{ МВт}$ ;  
 Среднегодовая выработка:  $Э_{ср.мн.лет} = 1679 \text{ млн.кВт*ч}$ .

Суточный график и ИКН зимнего месяца



Баланс энергии

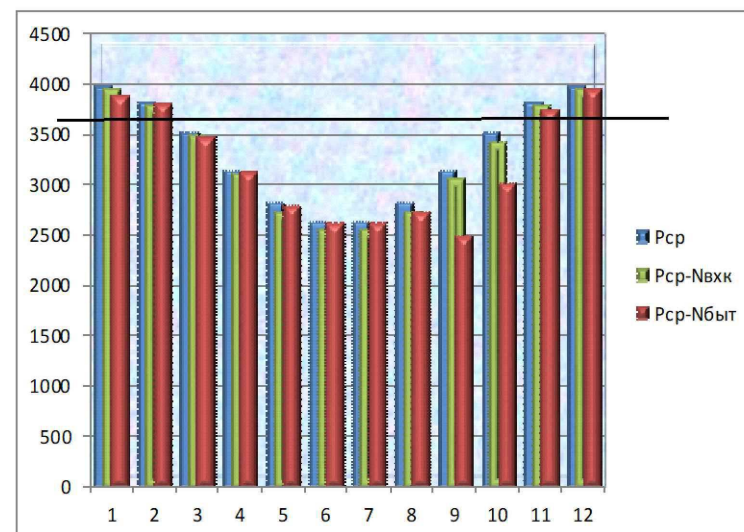
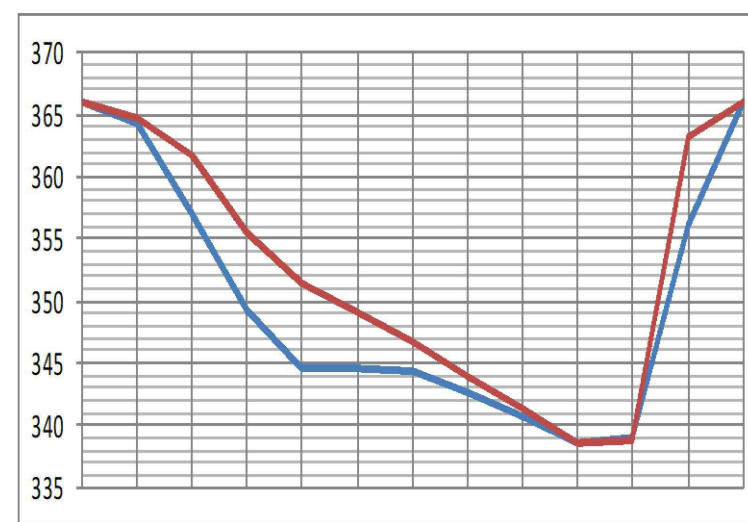
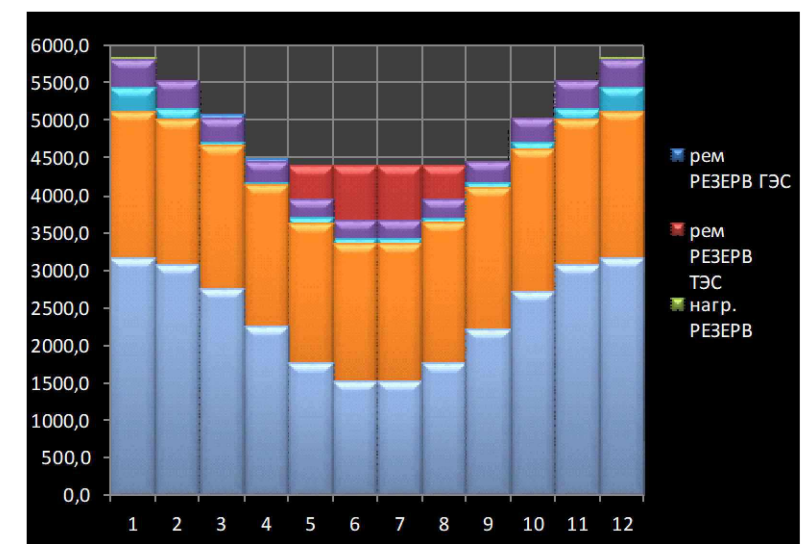


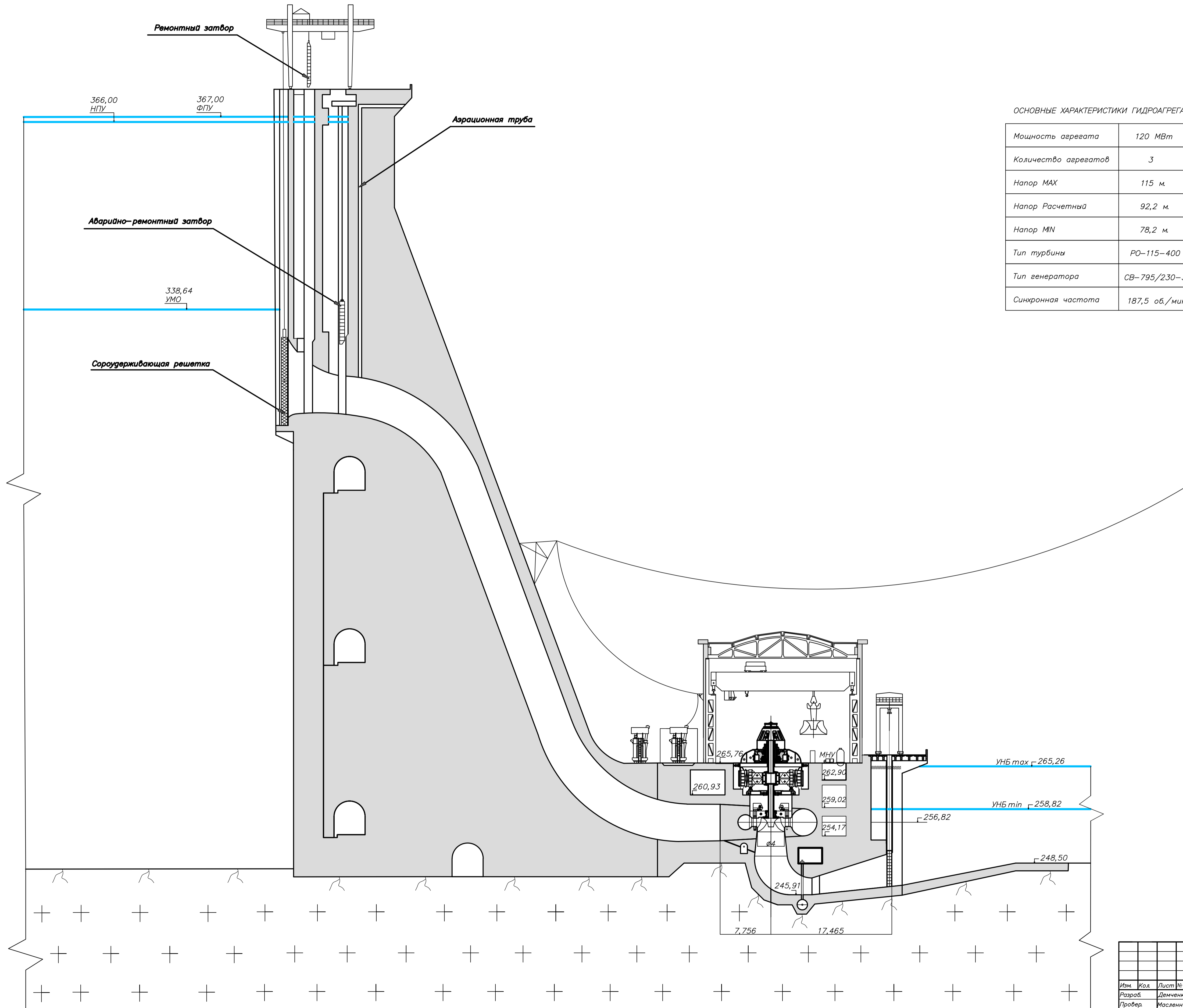
График сработки и наполнения водохранилища



Баланс мощности Усть-Бикинской ГЭС



Усть-Бикинская ГЭС.  
Разрез по оси агрегата.

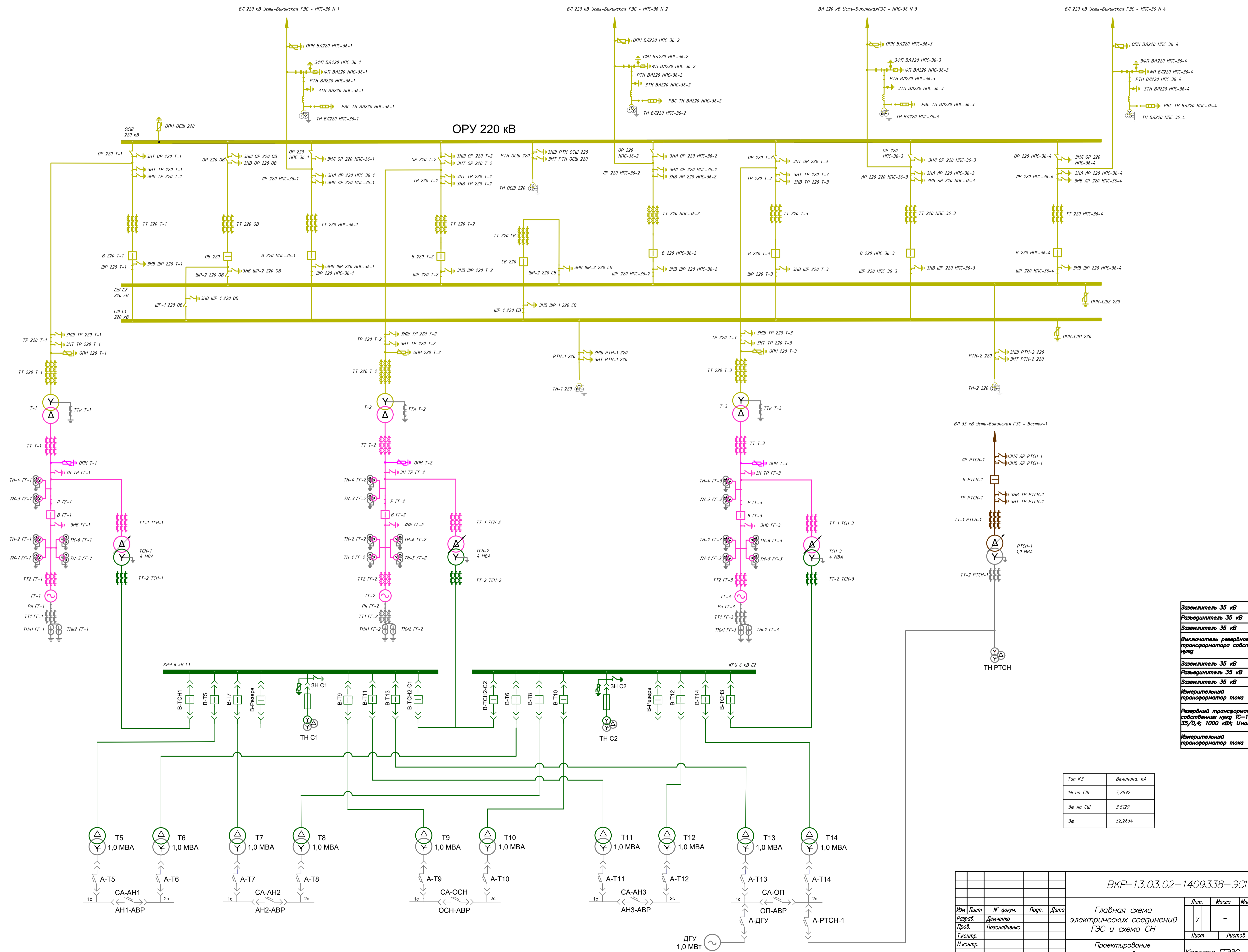


ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Мощность агрегата	120 МВт
Количество агрегатов	3
Напор МАХ	115 м.
Напор Расчетный	92,2 м.
Напор МН	78,2 м.
Тип турбины	РО-115-400
Тип генератора	СВ-795/230-32т
Синхронная частота	187,5 об./мин.

ВКР-13.03.02-1409338					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Демченко			
Провер.		Масленникова			
Руковод.					
Н.контр.					
Удл.					
Проектирование Усть-Бикинской ГЭС				Литер	Масса
				Лист	Листов
Разрез по оси агрегата				СШФ СФУ гр.3ГЭ13-01Б	
				1:400	

Диспетчерское наименование Конструкция фазы линии	ВЛ 220 кВ Усть-Бикинская ГЭС - НПС-36 N 1 АС 240/39	ВЛ 220 кВ Усть-Бикинская ГЭС - НПС-36 N 2 АС 240/39	Шинные аппараты СВ	ВЛ 220 кВ Усть-Бикинская ГЭС - НПС-36 N 3 АС 240/39	ВЛ 220 кВ Усть-Бикинская ГЭС - НПС-36 N 4 АС 240/39
--	---	---	--------------------	---	---



- Конденсатор связи воздушной линии
- Фильтр присоединения воздушной линии
- Разъединитель однополюсный 220 кВ, 400 А, 16 кА
- ВЧ заградитель 220 кВ, 2000А
- ОПН воздушной линии 220 кВ
- Трансформатор напряжения выкосты 220 кВ, 0,2/0,5/1/3Р
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Разъединитель РГ 220 кВ, 1250 А, 80 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Разъединитель РГ 220 кВ, 1250 А, 80 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Трансформатор тока 220 кВ, 63 кА
- Выключатель ВБЭ-220 220 кВ, 3150 А, 50 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Разъединитель РГ 220 кВ, 1250 А, 80 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Разъединитель РД 220 кВ, 1250 А, 80 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Заземлитель 220 кВ, 63 кА
- Разъединитель РГ 220 кВ, 1250 А, 80 кА
- ОПН 110 кВ
- Трансформатор трансформации ТТ-10000/220-У1 160 МВА
- Уном=242 кВ
- Трансформатор тока вращающийся ВБФ ВН 10Р/10Р/10Р/0,5S
- Ввод нейтрали 10Р/10Р
- Инвертируемый трансформатор тока 13,8 кВ
- ОПН 13,8 кВ
- Инвертируемый трансформатор напряжения
- Разъединитель 13,8 кВ
- Заземлитель 13,8 кВ
- Выключатель КВГ-20
- Инвертируемый трансформатор тока 13,8 кВ
- Заземлитель 13,8 кВ
- Трансформатор собственных нужд ТЭС 4000/115 У1(У3) 4,0 МВА Уном=20 кВ
- Инвертируемый трансформатор напряжения
- Инвертируемый трансформатор напряжения
- Инвертируемый трансформатор тока 13,8 кВ
- Инвертируемый трансформатор тока 0,4 кВ
- Трансформатор СВ 795/230-32; 134 МВА 120 МВт 13,8 кВ
- Разъединитель 13,8 кВ
- Инвертируемый трансформатор тока в нейтрали генератора
- Инвертируемый трансформатор напряжения
- Автоматический выключатель 5 кВ
- Сборные шины 0,4 кВ
- Автоматический выключатель 0,4 кВ
- Трансформатор собственных нужд ТЭС 1000/6 1,0 МВА Уном=6 кВ
- Автоматический выключатель 0,4 кВ
- Дизель-генераторная установка АЗГМНУТ АЗ-1000С-Т4-60-10МНН 0,0 МВА Уном=0,4 кВ

- Заземлитель 35 кВ
- Разъединитель 35 кВ
- Заземлитель 35 кВ
- Выключатель разобщающего трансформатора собственных нужд
- Заземлитель 35 кВ
- Разъединитель 35 кВ
- Заземлитель 35 кВ
- Инвертируемый трансформатор тока
- Разъединитель трансформатора собственных нужд ТЭС-1000 35/0,4; 1000 кВА Уном=35 кВ
- Инвертируемый трансформатор тока

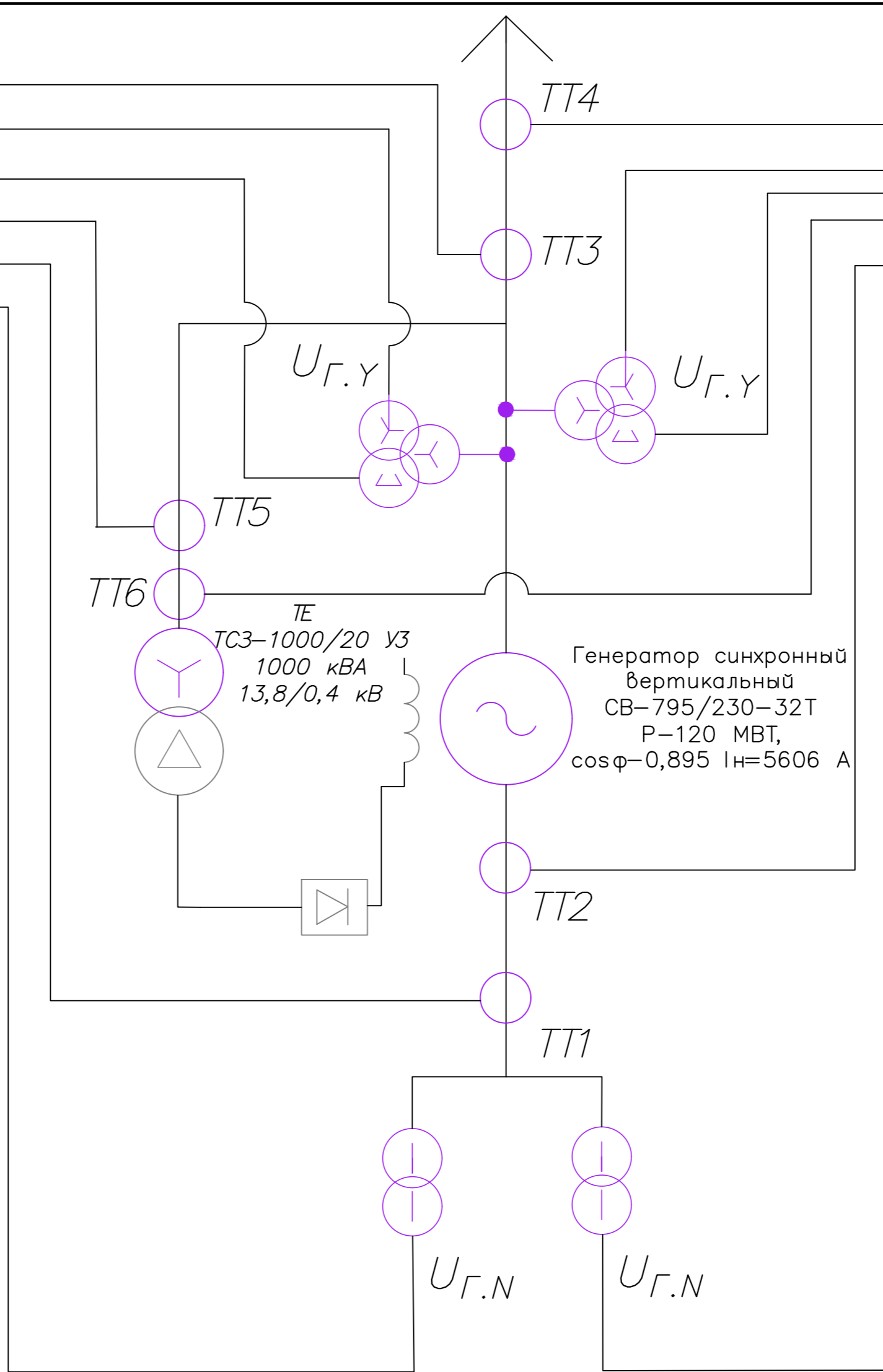
Тип КЗ	Величина, кА
1ф на СВ	5,2692
3ф на СВ	3,5129
3ф	52,2634

ВКР-13.03.02-1409338-ЭС1

Изм.	Лист	№ докм.	Подп.	Дата	Главная схема электрических соединений ГЭС и схема СН  Проектирование электрической части Усть-Бикинской ГЭС Копировал	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Демченко					у	-	-
Проб.	Погосянченко					Лист	Листов	
Т.контр.						Кафедра ПТЭС, 2018		
Н.контр.						Формат А1		

ШЭ1113(Система А)		
$I\Delta G$	$I_r$	$Y$
$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$	$U_{\Delta, Y}$	$Y$
$КИН, Un(U_0)$	$U_r, \Delta$	$\Delta$
$I>TB, I_p$	$I_{TB\text{ ВН}}$	$Y$
$I\Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$	$I_{НГ}$	$Y$
$Un(U_0)$	$U_{Г. N}$	-

ШЭ1113(Система Б)		
$Y$	$I_r$	$I\Delta G$
$Y$	$U_{\Delta, Y}$	$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$
$\Delta$	$U_r, \Delta$	$КИН, Un(U_0)$
$Y$	$I_{TB\text{ ВН}}$	$I>TB, I_p$
$Y$	$I_{НГ}$	$I\Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$
-	$U_{Г. N}$	$Un(U_0)$



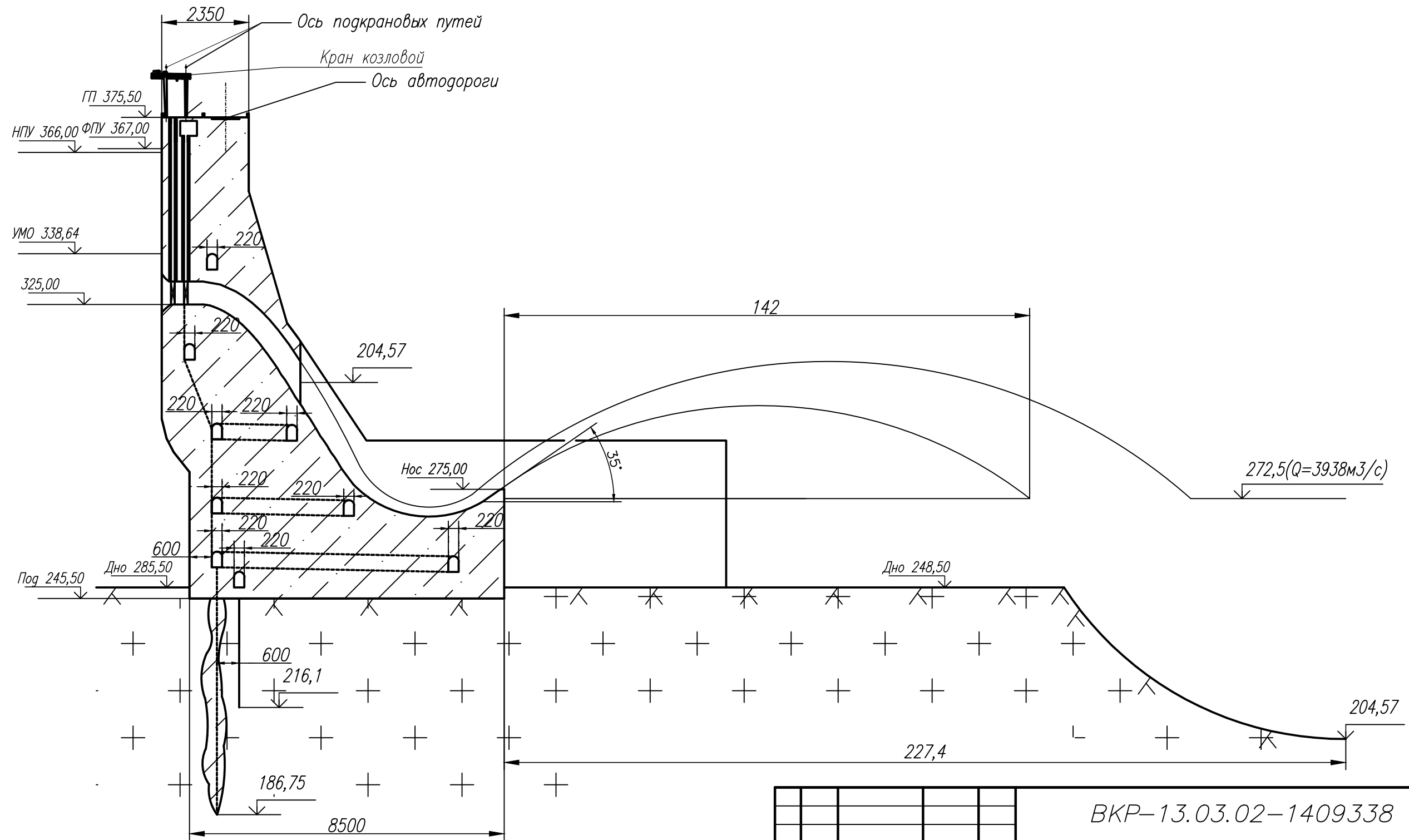
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания $I_{ср.о}$	$0,15 \cdot I_N$	0,701 А	
		Коэффициент торможения, $K_t$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_N$	2,336 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	7,01 А	
3ЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_t$	1,1	-	
ЗПН	$U>$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4U_N$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2U_N$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	$I_2$	СО	$I_2\text{ СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$	0,327 А
		ПО	$I_2\text{ ПУСК}$	$0,15 \cdot I_N$	0,701 А
		ОТС	$I_{2с з}$	$0,27 \cdot I_N$	0,818 А
Защита от несимметричных кз и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$	4,999 А
		ПО	$I_1\text{ ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$	5,139 А
		ОТС	$I_1\text{ отс}$	$1,224 \cdot I_N$	5,719 А
ДЗ	$Z>$	1 ступень	$Z_1$	0,021	1,358 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,442	5,0 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p\text{ сигн}$	$1,07 \cdot I_N$	3,937 А
		ПО	$I_p\text{ пуск}$	$1,11 \cdot I_N$	4,084 А
		Отсечка	$I_p\text{ пуск}$	$2,19 \cdot I_N$	8,057 А

Защиты	Наименование	Обозначение	Действие							
			Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТОН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
3ЗГ	$U_0$	$t_1$	+							+
		$t_2$								+
		$t_3$	+	+	+					
ЗПН	$U>$	1 ступень	+	+						
		2 ступень	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	$I_2$	СО								+
		ИО	+	+						
		ОТС	$t_1$					+		
	$I_1$	ОТС	$t_2$							+
			$t_3$	+	+					
			$t_1$							
ДЗ	$Z>$	1 ступень	$t_1$	+	+	+				+
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$	+	+					+
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	Отсечка	$t_2$	+	+					
			СО							+
			ИО	+	+					

Согласовано  
 Инв. № подл.  
 Подпись и дата  
 Взам. инв. №

ВКР-13.03.02-1409338-1409338-ЭС2			
Саяно-Шушенский филиал СФУ			
Изм.	Колуч	Лист № док	Подпись Дата
Разраб.	Ляманю		
Провер.	Казанцева		
Т.контр.			
Н.контр.			
Проектирование		Стадия	Лист
Усть-Бикинской ГЭС			Листов
Расчет защит релейной защиты		Кафедра ГТЭСС ЭГЭЗ-01Б 2018 г.	



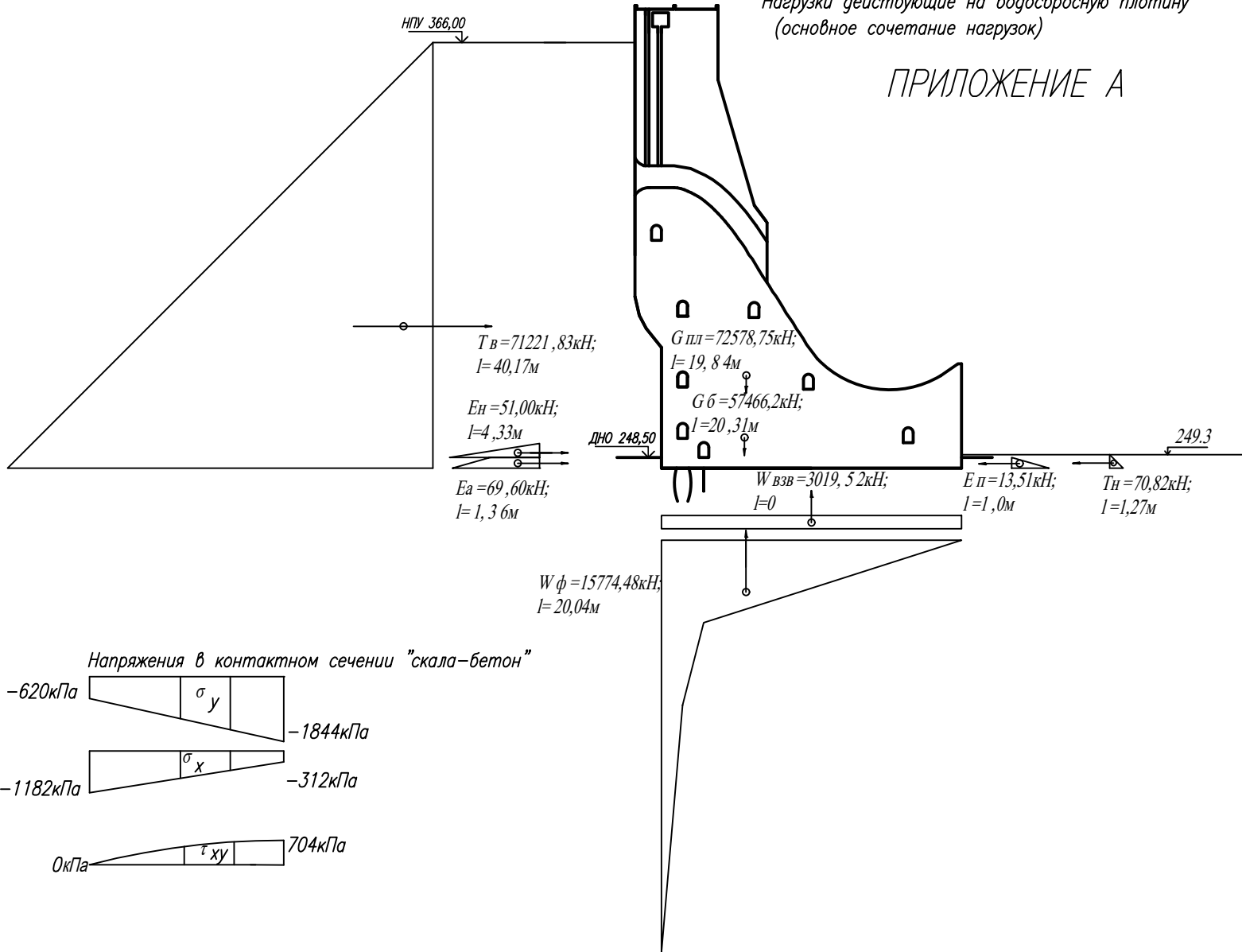


				ВКР-13.03.02-1409338				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Усть-Бикинской ГЭС на реке Бикин.	Литера	Масса	Масштаб
								1:1000
Разраб.	Демченко				Литера	Листов		
Консул.	Ульянова							
Консул.					Кафедра ГГЭЭС			
Руков.								
Н. контроль								
Зав. каф.					Бетонная водосливная плотина Усть-Бикинской ГЭС.			



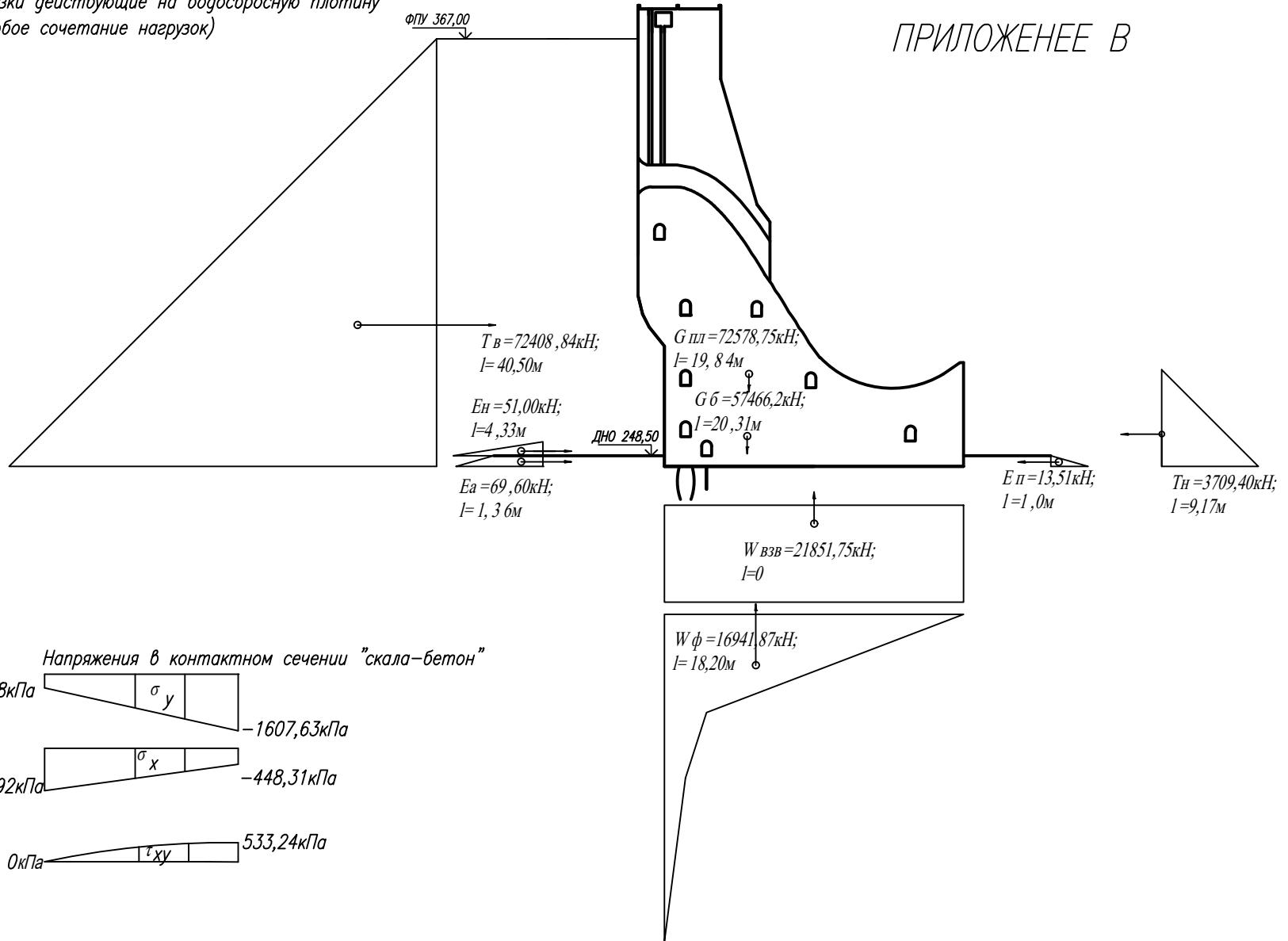
Нагрузки действующие на водосбросную плотину  
(основное сочетание нагрузок)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

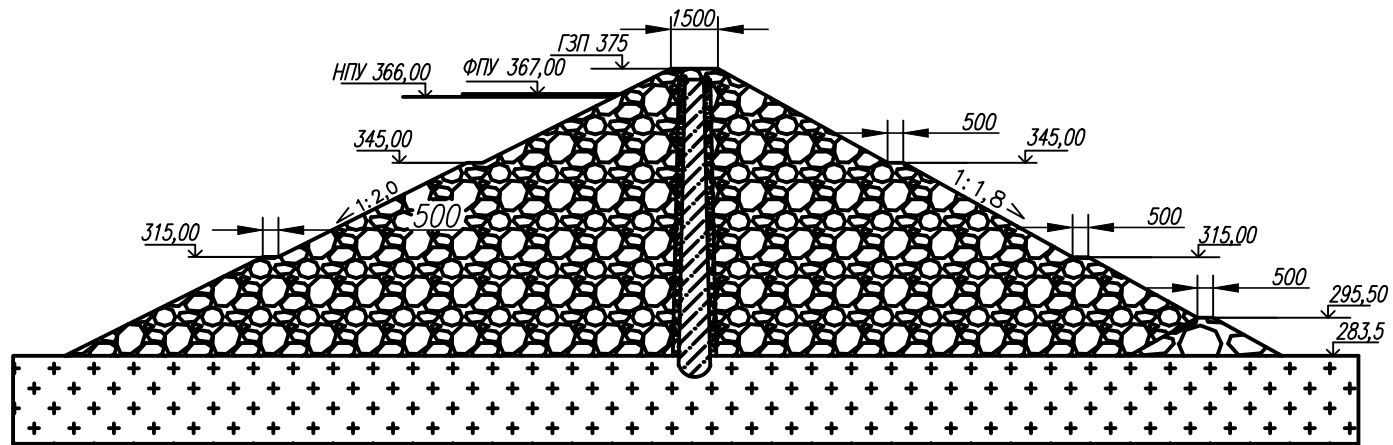


Нагрузки действующие на водобросную плотину  
(особое сочетание нагрузок)

ПРИЛОЖЕНИЕ В



А-А (1:2000)  
Правобережная каменно-набросная плотина




					ВКР-13.03.02-1409338			
Изм/Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Усть-Бикинской ГЭС на реке Бикин.	Литера	Масса	Масштаб	
Разраб.	Демченко						1:2000	
Консул.	Ульянова							
Консул.								
Руков.								
Н. контроль				Каменно-набросная плотина Усть-Бикинской ГЭС.	Лист			
Зав. каф.					Листов			
					Кафедра ГГЭЭС			

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

« 15 » июня 2018г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-БИКИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИКИН.  
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ  
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Руководитель



подпись, дата

Доцент кафедры

ГГЭЭС СФУ СШФ

должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

 15.06.2018г.

подпись, дата

А.О. Демченко

инициалы, фамилия