

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

**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
И.Ю. Погоняйченко  
подпись

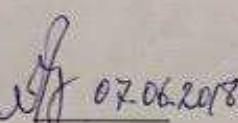
«13» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНЮЙ. УСТАНОВКИ И  
СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГАЗОВОГО И ПОРОШКОВОГО  
ПОЖАРОТУШЕНИЯ, ПОЖАРНОЙ АВТОМАТИКИ И СИГНАЛИЗАЦИИ  
НА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И РУ

тема

Руководитель  07.06.2018 г.  
преподаватель кафедры

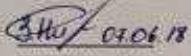
ГГЭС СШФ СФУ

подпись, дата

должность

А. М. Волошин

ициалы, фамилия

Выпускник  07.06.2018 г.  
подпись, дата

Н. С. Зоболев

ициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ануйской ГЭС на реке Ануй. Установки и системы газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Запасов Е.Ю. Запасов

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Масленников А.В. Масленников

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Погонников И.Ю. Погонников

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Бакланов В.А. Бакланов

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Лобенок Д.А. Лобенок

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.

Починяев И.Ю. Починяев

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Власова В.В. Власова

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Чайко И.И. Чайко

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Чайко И.И. Чайко

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АНЮЙСКОЙ ГЭС .....	8
ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	11
1.1 Природные условия .....	11
1.1.1 Климат .....	11
1.1.2 Гидрологические данные .....	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
2 Водно-энергетический расчет .....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Кривые обеспеченности расходов .....	14
2.1.2 Выбор расчетного маловодного и средневодного года .....	15
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов .....	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	16
2.2.2 Водно-энергетические расчеты по условию маловодного года .....	17
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	19
2.3 Баланс мощности и энергии .....	20
2.3.1 Баланс энергии энергосистемы .....	20
2.3.2 Баланс мощности энергосистемы .....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	23
3.1 Выбор числа и типов агрегатов .....	23
3.1.1 Построение режимного поля .....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ....	24
3.2 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта .....	27
3.3 Расчет вала на прочность .....	28
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки .....	29

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора .....	29
3.6 Выбор типа серийного генератора .....	29
3.7 Подъемно-транспортное оборудование.....	30
4 Электрическая часть .....	31
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений схемы собственных нужд .....	31
4.2 Выбор силового оборудования.....	31
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов .....	31
4.2.2 Выбор трансформаторов СН .....	32
4.3 Распределительное устройство.....	32
4.3.1 Выбор отходящих воздушных линий .....	32
4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства.....	33
4.4 Технико-экономический анализ .....	34
4.5 Расчет токов короткого замыкания.....	35
4.6 Выбор электрических аппаратов .....	36
4.6.1 Выбор генераторного аппаратного комплекса .....	36
4.6.2 Выбор автоматического выключателя на 0,4кВ .....	38
4.7 Выбор параметров ОРУ .....	38
4.8 Выбор выключателей и разъединителей .....	38
4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	39
5 Релейная защита и автоматика.....	41
5.1 Перечень защит основного оборудования .....	41
5.2 Описание защит и расчет уставок .....	42
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	42
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	44
5.2.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	47
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	48
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ ).....	52
5.2.6 Дистанционная защита генератора ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ) .....	54
5.2.7 Защита ротора от перегрузки ( $I_p$ ).....	57

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....	59
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	59
<b>6 Компоновка и сооружения гидроузла .....</b>	<b>60</b>
6.1 Определение отметки гребня плотины .....	60
6.2 Гидравлические расчеты .....	62
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта .....	62
6.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	63
6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	65
6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	67
6.4 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	67
6.5 Конструирование основных элементов плотины .....	69
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины .....	69
6.5.2 Разрезка плотины швами .....	71
6.5.3 Быки .....	72
6.5.4 Устои .....	72
6.5.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	72
6.5.6 Галереи в теле плотины .....	72
6.5.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	73
6.6 Определение основных нагрузок на плотину .....	74
6.6.1 Вес сооружения .....	74
6.6.2 Сила гидростатического давления воды .....	76
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	76
6.6.4 Сила фильтрационного давления .....	77
6.6.5 Давление грунта .....	77
6.6.6 Волновое давление .....	78
6.6.7 Расчёт прочности плотины .....	78
6.6.8 Критерии прочности плотины .....	81
6.7 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг .....	82
<b>7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....</b>	<b>84</b>
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	84

7.2 Пожарная безопасность .....	84
7.3 Водоохранная зона.....	85
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	86
7.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	87
8 Технико-экономические показатели .....	89
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	89
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	89
8.3 Налоговые расходы.....	92
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	93
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	94
8.5.1 Методология, исходные данные.....	94
8.5.2 Коммерческая эффективность .....	95
8.5.3 Бюджетная эффективность .....	95
8.6 Анализ чувствительности .....	95
9 Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ .....	98
9.1 Назначение.....	98
9.2 Классификация .....	98
9.3 Требования нормативной документации.....	99
9.3.1 Газовое пожаротушение.....	99
9.3.2 Порошковое пожаротушение.....	101
9.4 Структура системы газового пожаротушения и выбор газового огнетушащего вещества Анюйской ГЭС .....	102
9.4.1 Расчет массы ГОТВ .....	103
9.4.2 Выбор оборудования системы газового пожаротушения.....	105
9.4.3 Назначение приборов системы АУГП «Посейдон-Н-ПТ» .....	105
9.4.4 Описание работы.....	106
9.5 Порошковое пожаротушение.....	107
9.5.1 Выбор модуля порошкового пожаротушения .....	107

9.5.2 Применение МПП и принцип действия установки.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	112
Приложение А - Анализ исходных данных.....	115
Приложение Б - Водно-энергетические расчеты.....	117
Приложение В - Основное и вспомогательное оборудование.....	120
Приложение Г - Релейная защита и автоматика.....	123
Приложение Д - Установки газового и порошкового пожаротушения.....	125

# СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АНЮЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Анюй;
2. Местонахождение ГЭС ..... Хабаровский край;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 153 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 505,5 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 3% ..... 612 м<sup>3</sup>/с;  
0,5% ..... 732 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 50 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 268 м;  
ФПУ ..... 269 м;  
УМО ..... 259,25 м
- в) объемы:
  - полный ..... 3,68 км<sup>3</sup>;
  - полезный ..... 1,53 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 39,3 м;
  - б) расчетный ..... 32,7 м;
  - в) минимальный ..... 27 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 150 МВт;
    - гарантированная ..... 75 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 364 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 170,11 м / 46,13 м;
  - б) правобережная глухая ..... 103,89 м / 34,13 м;
  - в) станционная ..... 80 м / 46,13 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную ..... 12 м / 46,13 м;
  - д) водосливная ..... 24 м / 46,13 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 2 отверстия 4×9;
  - в) общая длина ..... 24 м;
  - г) максимальная высота ..... 46,13 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... руслоное;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - б) грунты в основании ..... гранит;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидального сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов ..... 20 м;

**10.Основное оборудование:**

- а) тип турбины ..... ПЛ 40/800-В-46;
- б) тип генератора ..... СВ-808/130-40У4;
- в) мощность генератора ..... 55 МВт;
- г) частота вращения ..... 150 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТД-80000/220;

**11.Технико-экономические показатели:**

- а) сметная стоимость ГУ ..... 3,67 млрд. руб.;
- б) удельные показатели ..... 24455,3 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии ..... 0,23 руб/кВт·ч;
- г) срок окупаемости ..... 5 лет 7 месяцев.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Наша страна богата гидроресурсами, но гидроэнергетический потенциал рек России использован в незначительной степени, иными словами, гидроресурсы страны позволяют строить новые гидроэлектростанции.

Все это подталкивает к строительству новых гидроэлектростанций.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климатические условия меняются как с севера на юг, так и в зависимости от близости к морю. На них влияет характер рельефа. Зима - продолжительная, малоснежная, суровая

Средняя температура января от -22 градусов на юге и до -40 градусов на севере, на побережье от -18 градусов до -24. Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает -50 градусов. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге +20, на севере +15 градусов

Годовая сумма осадков 400-600 мм на севере и 600-800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90% осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Длина 393 км, площадь бассейна 12700 км<sup>2</sup>. Местность горная, в основании гранит.

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

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 153 \cdot 31536000 = 4,825 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1

$t$  – число секунд в году.

Координаты для построения кривой связи верхнего и нижнего бьефов представлены в таблице 1.1 и таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2

Таблица 1.1 – Данные для построения кривой связи верхнего бьефа

V	Zвб, м	Zвбрасч, м	δ
0,0	228,00	227,98	0,02
1,0	246,00	246,04	-0,04
2,0	258,00	257,98	0,02
3,0	265,00	265,04	-0,04
4,0	269,00	269,01	-0,01
5,0	271,00	271,02	-0,02
6,0	272,00	271,98	0,04
7,0	272,50	272,51	-0,01
8,0	273,00	272,97	0,03
9,0	273,50	273,48	0,02

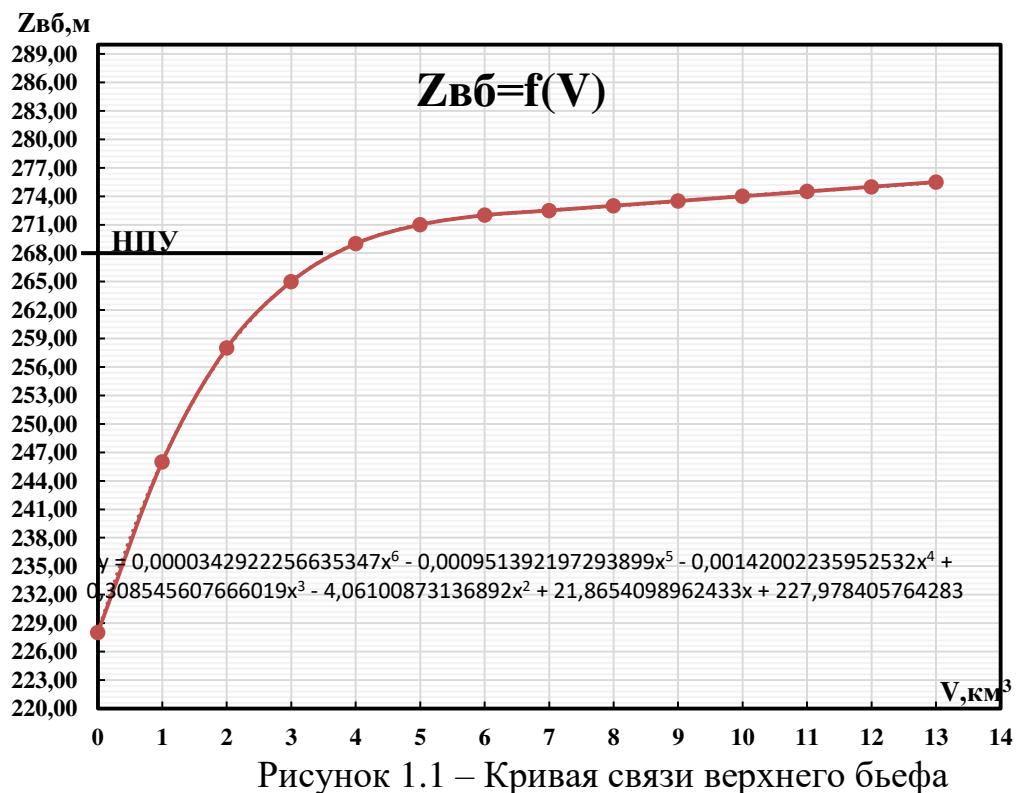
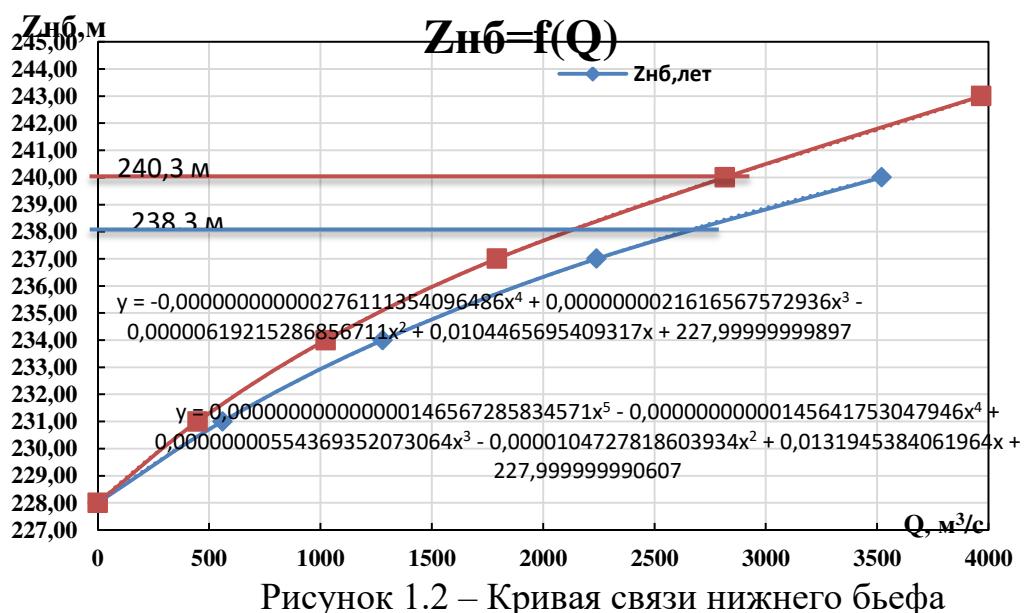


Таблица 1.2 – Данные для построения кривой связи нижнего бьефа

w	Zнб	Zнбрасч	Q, лет	Q, зим	$\delta$
420	231	230,97	260	450	0,03
410	234	234,04	800	900	-0,04
510	237	237,00	1600	1800	0,00
647	240	239,98	2600	2800	0,02
822	243	242,95	3700	4000	0,05



### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

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

### **1.2 Энергоэкономическая характеристика района**

Анюйская ГЭС предназначена для работы в Хабаровском РДУ.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области» (Хабаровское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Хабаровского края и Еврейской автономной области и входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

Хабаровское РДУ создано в 2003 году.

Операционная зона охватывает два субъекта федерации общей площадью 823,9 тыс. км<sup>2</sup> с населением 1,507 млн человек.

В управлении и ведении Хабаровского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 2105,7 МВт. Наиболее крупными из них являются Амурская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3 ОАО «ДГК».

Также в операционной зоне Хабаровского РДУ находятся 2699,7 км линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 110 кВ, 3934,7 км ВЛ 220 кВ, 1162,9 км ВЛ 500 кВ, трансформаторные подстанции и распределительные устройства электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 9617 МВА.

Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ представлены в таблице 1.3

Расчет интегральной кривой нагрузки представлен в приложении А, таблица А.2

**Таблица 1.3 - Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ**

Время Мск	Мощность ген.(зима),МВт	Мощность ген.(лето),МВт	Время Мск	Мощность ген.(зима),МВт	Мощность ген.(лето),МВт
0:00	1322	813	12:00	1604	1000
01:00	1218	776	13:00	1596	965
02:00	1192	744	14:00	1593	929
03:00	1179	721	15:00	1619	920
04:00	1285	715	16:00	1681	921
05:00	1526	731	17:00	1723	929
06:00	1606	797	18:00	1731	954
07:00	1651	846	19:00	1688	994
08:00	1683	925	20:00	1659	1026
09:00	1684	987	21:00	1624	1013
10:00	1656	994	22:00	1568	928
11:00	1619	1010	23:00	1490	851

## 2 Водно-энергетический расчет

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Кривые обеспеченности расходов

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.1)$$

где  $P(m)$ -обеспеченность,

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

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равными 90%, средневодного 50%.

На рисунке 2.1 представлены эмпирические кривые обеспеченности

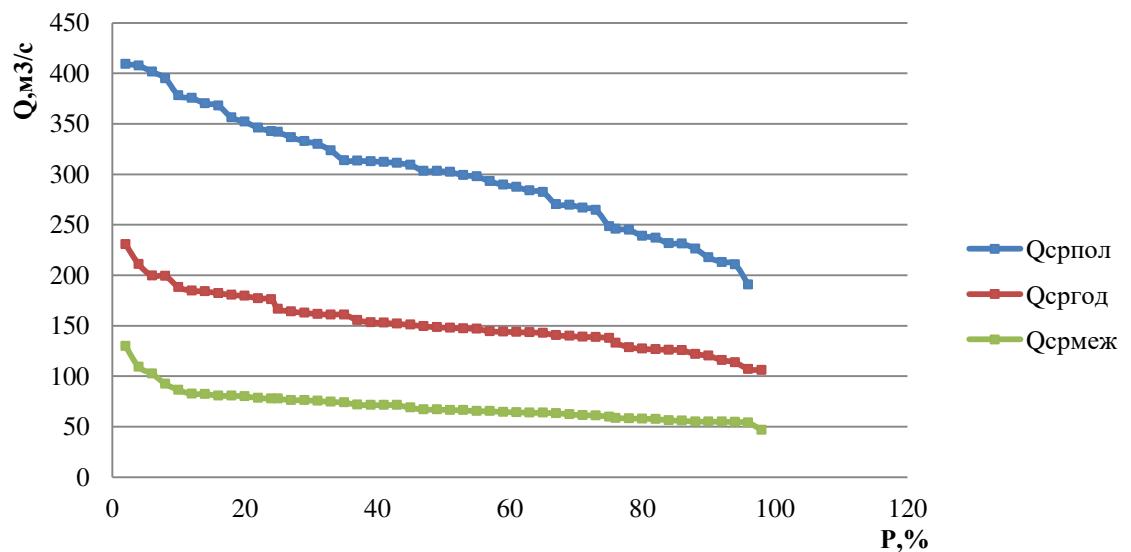


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

## 2.1.2 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Для маловодного года корректировка не требуется, т.к это сильно исказит данные.

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1963 год без приведения.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчетного средневодного года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1959}}{Q_{1944}} = \frac{303}{311} = 0,974 \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{1944}}{Q_{1944}} = \frac{66}{66} = 1,0 \quad (2.3)$$

Для контроля средних расходов меняем коэффициенты корректировки на  $K_{\Pi} = 1$ ,  $K_M = 1$  и за расчётный средневодный год принимаем 1944 с приведением. Данные представлены в таблице 2.1

Расчетные данные маловодного и средневодного года с корректировкой приведены в таблице 2.2.

На рисунке 2.1 представлен гидрограф маловодного и средневодного года

Таблица 2.1 – Расчетный средневодный год ( $P=50\%$ ) без приведения и с приведением

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
$Q_i^{50\%}, \frac{m^3}{c}$	22	21	69	105	219	379	391	255	147	95	43	29,8	148
$Q_i^{пр50\%}, \frac{m^3}{c}$	22	21	69	105	213	369	381	248	147	95	43	30	145
$Q_i^{контр50\%}, \frac{m^3}{c}$	22	21	69	105	219	379	391	255	147	95	43	29,8	148

Таблица 2.2 - Расчётные маловодный и средневодный годы с корректировкой

	месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
1944г.	$Q_i^{50\%}, \frac{m^3}{c}$	30	21	74	92	219	379	391	255	127	90	63	34,8	148
1963г.	$Q_i^{90\%}, \frac{m^3}{c}$	21,3	16,5	68	68	122	346	277	234	115	82	59	32,8	120

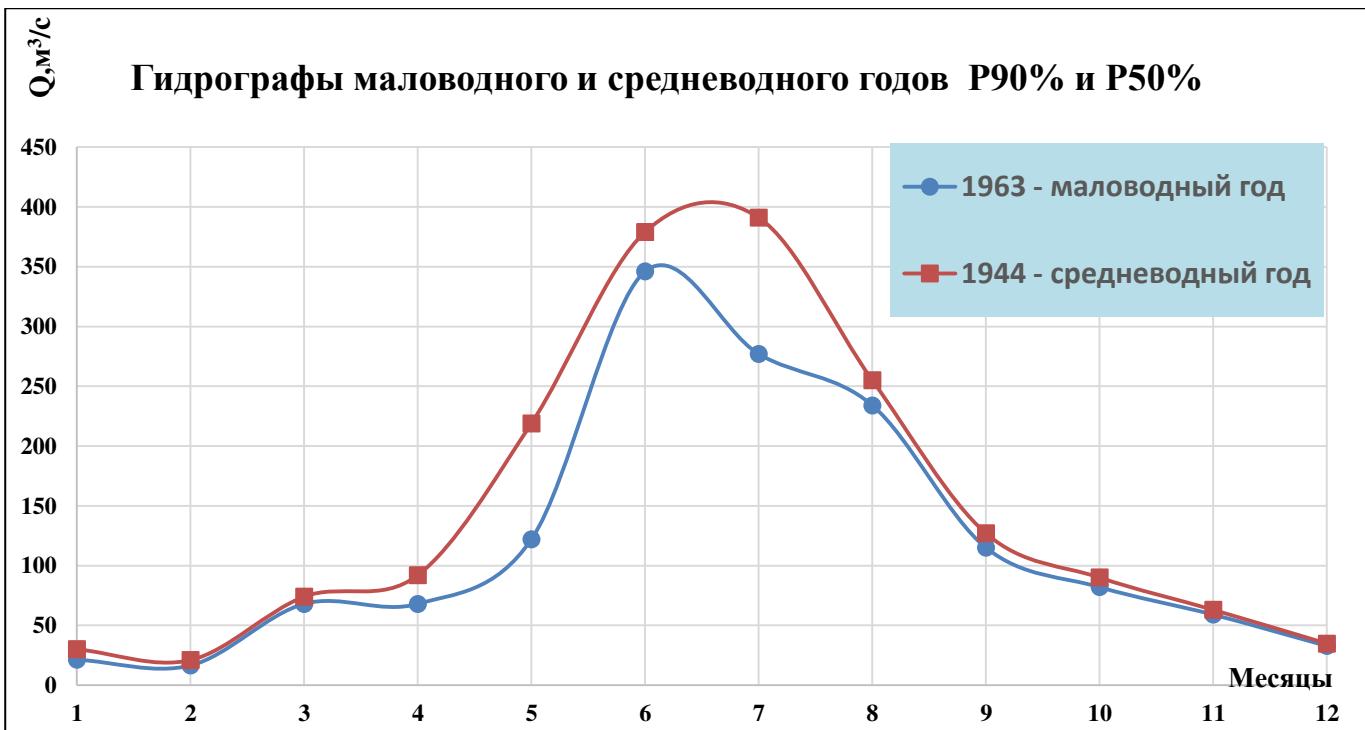


Рисунок 2.1 - Гидрографы маловодного и средневодного годов P90% и P50%

## 2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация и ледообразование приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Требование участников ВХК

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>вхк</sub>	50	50	50	100	100	100	100	100	100	100	50	50
Q <sub>исп</sub>	0	0	0	1	1	1	2	1	1	1	0	0
Q <sub>фильт</sub>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q <sub>лед</sub>	3	3	5	7	0	0	0	0	0	0	3	3

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

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.4)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года;

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\phi}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация и ледообразование (таблица 2.3)

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t ; \quad (2.5)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности

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

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

## 2.2.2 Водно-энергетические расчеты по условию маловодного года

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla\text{НПУ} = 268$  м и  $V_h = 3,68$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{вдх}}^t, \quad (2.6)$$

где  $Q_{\text{п.б}}^t$  – по формуле (2.4);

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

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

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

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\phi}^t, \quad (2.7)$$

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

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{вдх}}^t \cdot t, \quad (2.8)$$

где  $t$  – число секунд в месяце равное 2628000 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.1).

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

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.9)$$

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

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

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

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.10)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС;

$H^t$  – напор на турбине.

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 75 \text{ МВт},$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla \text{УМО} = 259,25 \text{ м},$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 1,53 \text{ км}^3,$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{1,53}{4,825} = 0,25, \quad (2.11)$$

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.2.

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного и средневодного года приведены в приложении Б, таблица Б.2, Б.3

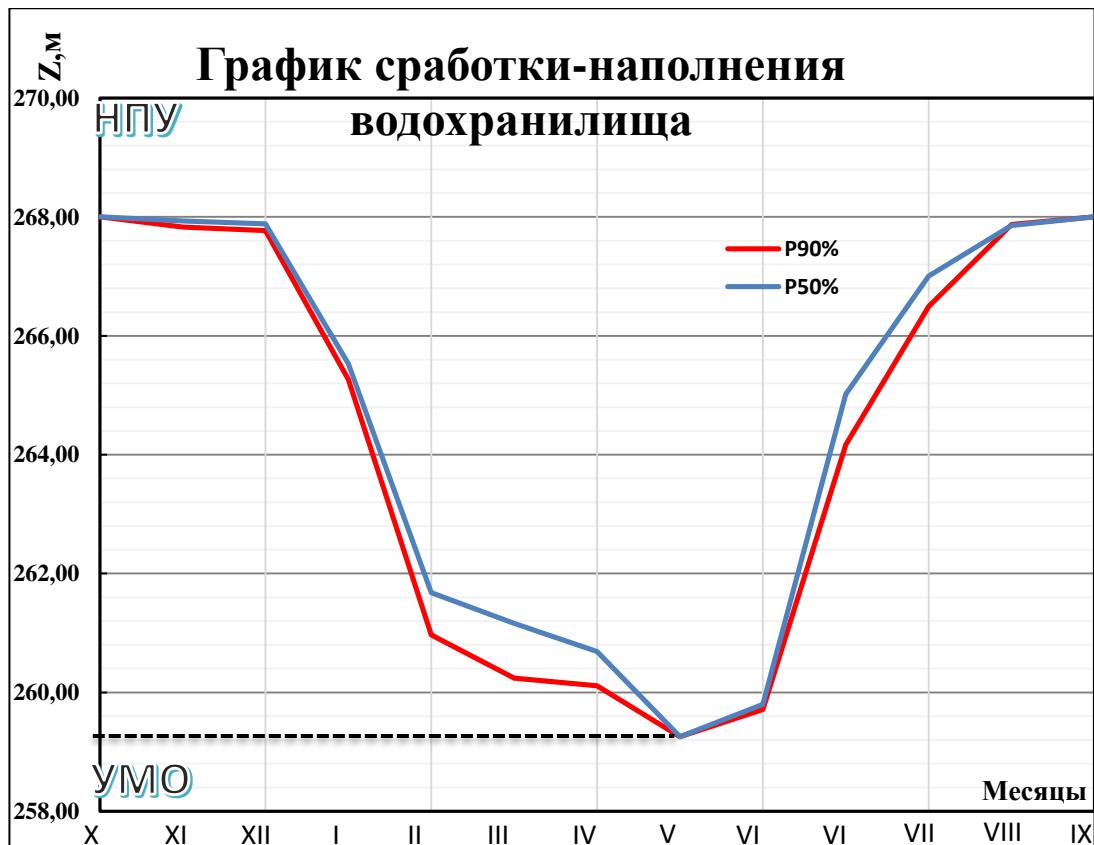


Рисунок 2.2 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Анюйская ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия пиков нагрузки Хабаровского РДУ на плакате «Использование водной энергии Анюйской ГЭС на реке Анюй».

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв в данной энергосистеме составляет 5% от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы. Установленную мощность ГЭС можно рассчитать по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб.выт}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}, \quad (2.12)$$

где  $N_{\text{раб.выт}}^{\text{ГЭС}}$  определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

$$N_{\text{раб.выт}}^{\text{ГЭС}} = 143 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{рез ГЭС}}^{\text{нагр}} = 5\% \cdot N_{\text{раб.выт}}^{\text{ГЭС}} = 7 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб.выт}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 143 + 7 = 150 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Аниойской ГЭС (приложение Б, таблица Б.3), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.2), строим баланс энергии энергосистемы (рисунок 2.3)

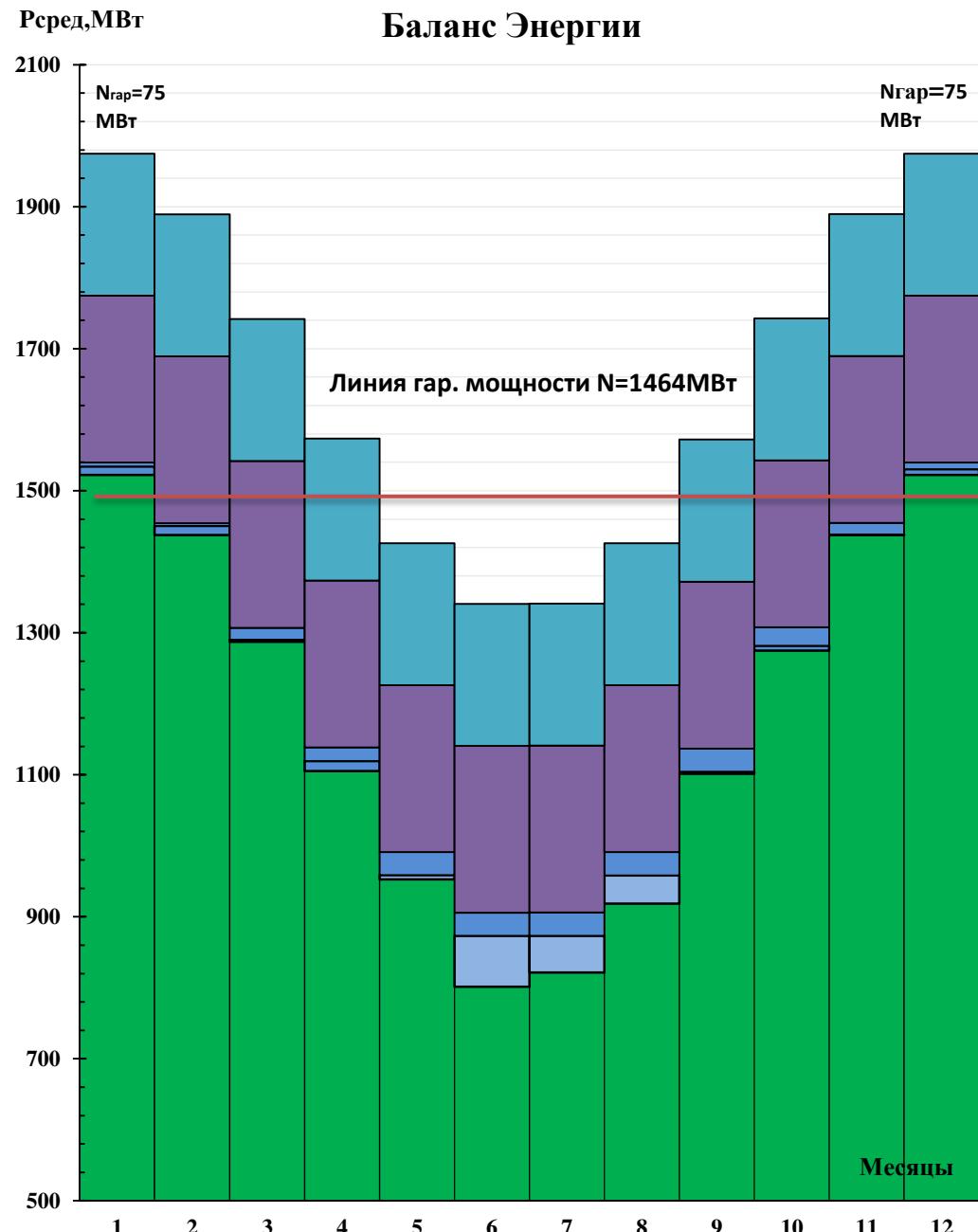


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

### 2.3.2 Баланс мощности энергосистемы

Нагрузочный резерв. Нагрузочный резерв будет приходиться на проектируемую гидроэлектростанцию.

Аварийный резерв. Приходится на тепловые электростанции и составляет 8% мощности энергосистемы.

Нагрузочный:  $N_{раб} * 5\% = 143 * 0,05 = 7 \text{ МВт}$ . (по формуле 2.13).  
Принимаем максимальный нагрузочный резерв 7 МВт.

Резервы мощности в энергосистеме представлены в таблице 2.4.

На рисунке 2.4 представлен баланс мощности.

Таблица 2.4 – Резервы мощности в энергосистеме

P <sub>макс</sub>	проект. гэс			тэс			Существующие ГЭС			
	N <sub>раб</sub> ГЭС	N <sub>нагр рез ГЭС</sub>	N <sub>гар</sub>	N <sub>раб ТЭС</sub>	N <sub>авар ТЭС</sub>	N <sub>рем ТЭС</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ар</sub>	N <sub>нр</sub>	N <sub>рем</sub>
1719	143	7	75	1141	138		555	33	17	
1628	30	2	13	1080	130		555	33	17	
1470	40	2	18	995	118		555	33	17	
1287	45	2	25	807	103		555	33	17	100
1129	43	2	25	651	90	120	555	33	17	
1038	40	2	27	563	83	214	555	33	17	
1038	40	2	30	563	83	214	555	33	17	
1129	43	2	31	651	90	120	555	33	17	
1287	45	2	32	807	103		555	33	17	100
1470	40	2	13	995	118		555	33	17	
1628	30	2	18	1080	130		555	33	17	
1719	143	7	75	1141	138		555	33	17	

P,МВт

### Баланс Мощности

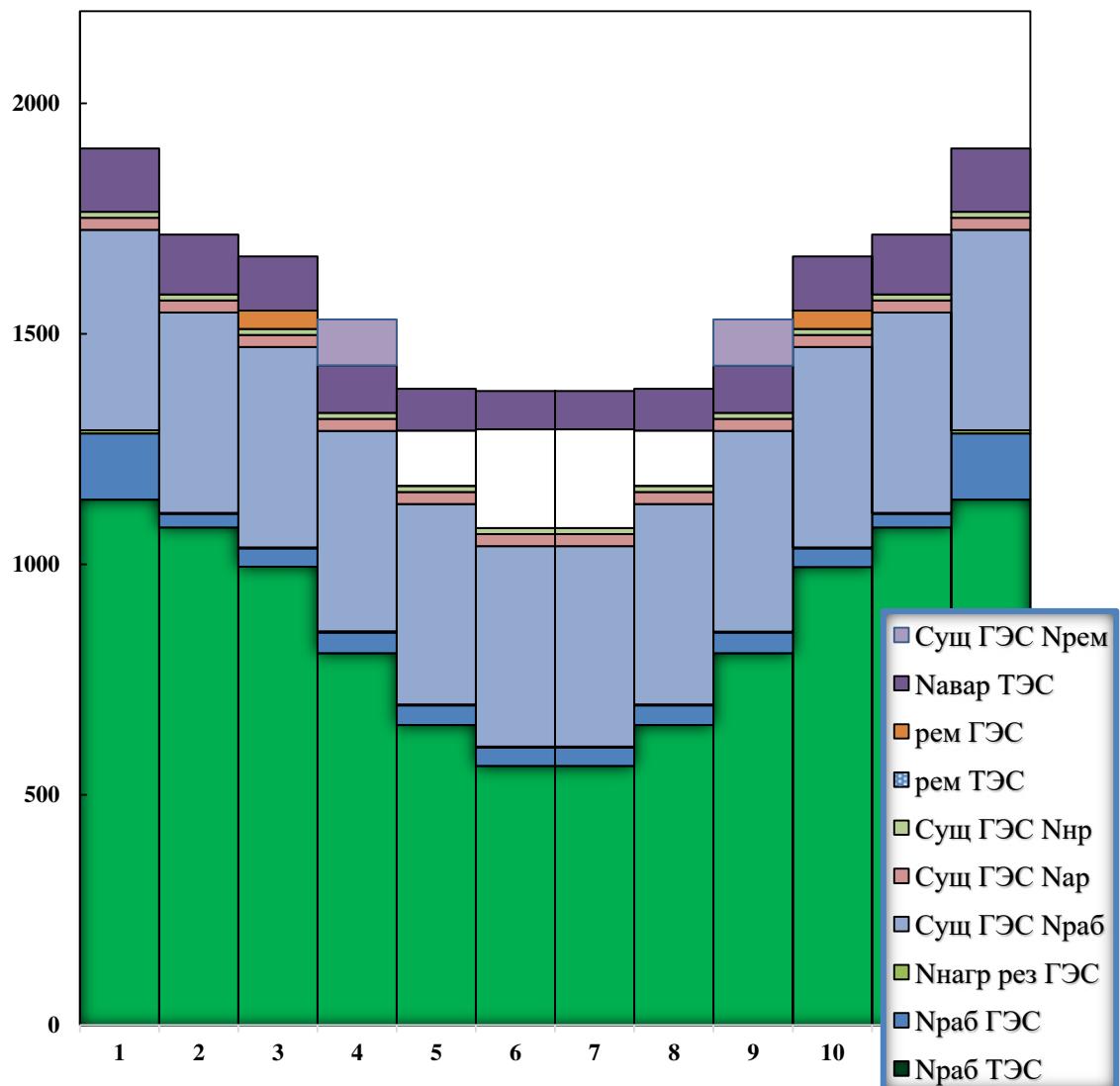


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

### **3 Основное и вспомогательное оборудование**

#### **3.1 Выбор числа и типов агрегатов**

##### **3.1.1 Построение режимного поля**

Выбор производится по режимному полю (рисунок 3.1, данные для построения представлены в таблице 3.1) и, выполненным ранее в ходе курсового проекта по дисциплине ИВЭ, расчетам. По итогом работы были получены 3 значения напора и установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$H_{\max}=39,3 \text{ м},$$

$$H_{\min}=27 \text{ м},$$

$$H_p=32,7 \text{ м},$$

$$N=150 \text{ МВт.}$$

Таблица 3.1 - Данные для построения режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб(лето)	Hнпу	Hумо	Hzb61	H	Q	H	Q
м <sup>3</sup> /с	м	м	м	м	м	м <sup>3</sup> /с	м	м <sup>3</sup> /с
0	228,00	39,60	30,9	36,9	53,7	329	32,7	540
40	228,41	39,19	30,4	36,5	52,2	338	31,7	531
100	228,98	38,62	29,9	35,9	50,7	348	30,2	519
150	229,43	38,17	29,4	35,4	49,2	359	28,7	506
200	229,86	37,74	29,0	35,0	47,7	370	27,2	492
250	230,26	37,34	28,6	34,6	46,2	382	25,7	478
300	230,63	36,97	28,2	34,2	44,7	395	24,2	464
350	230,99	36,61	27,9	33,9	43,2	408	22,7	450
400	231,32	36,28	27,5	33,5	41,7	423	21,2	435
450	231,63	35,97	27,2	33,2	40,2	439	19,7	419
500	231,93	35,67	26,9	32,9	38,7	456	18,2	403
550	232,21	35,39	26,6	32,7	37,2	474	16,7	386
600	232,47	35,13	26,4	32,4	35,7	494	15,2	368
700	232,95	34,65	25,9	31,9	34,2	516	13,7	349
800	233,39	34,21	25,5	31,5	32,7	540	12,2	330

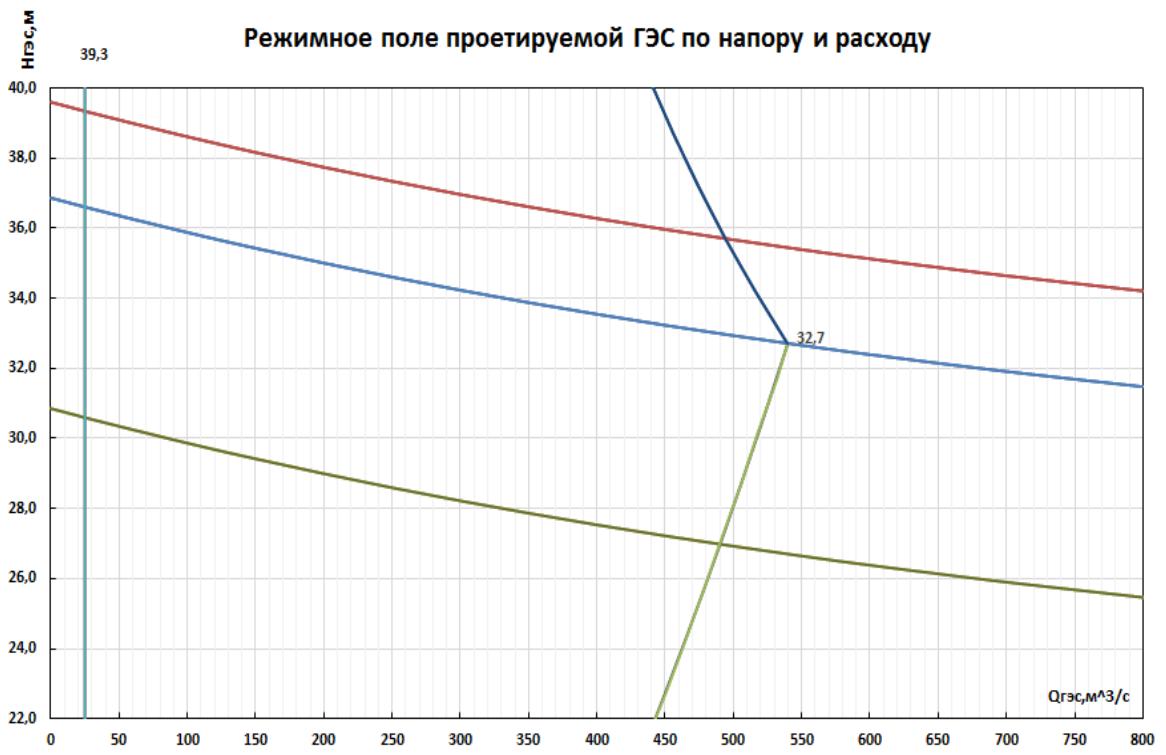


Рисунок 3.1 - Режимное поле Анюйской ГЭС

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины.

При этом должно выполняться условие  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Диапазону напоров соответствуют гидротурбины таких моделей: ПЛ 40а-В, ПЛ 40б-В и РО-45 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО-45
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред, м}$	40	40	45
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, об/м$	125	123	82,5
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, л/с$	1020	1150	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,913	0,904	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1700	1750	1430
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,65	0,65	0,23
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}, м$	0,46	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{mod}, м$	4	4	4

### Окончание таблицы 3.2

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО-45
Температура	$t_{mod}$ , °C	10	20	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{mod}$	1,3	1,01	1,4

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

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) = 1 - (1 - 0,882) \cdot ((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{32,7}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,426}{1,3}}) = 0,925 \quad (3.1)$$

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

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

$\nu_M$ ,  $\nu_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_h$  и  $t_m$

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

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г.ср} = 0,97$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г.ср} = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 5^2 \cdot 32,7^{1,5} \cdot 0,925 \cdot 0,97 = 69963 \text{ МВт} \quad (3.2)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a} = \frac{150}{70} = 2,14 \quad (3.3)$$

где  $N_{уст} = 150$  МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число

должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{150}{3} = 50 \text{ МВт} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 125 \cdot \frac{\sqrt{32,7 \cdot 1,05}}{5} = 146,5, \quad (3.5)$$

где  $n'_{I_p}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке

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

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

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

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{39,3 \cdot 1,05}} = 116,8 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{расч}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{32,7 \cdot 1,05}} = 128,0 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{27 \cdot 1,05}} = 140,9 \text{ об/мин}, \quad (3.8)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Гср}} = \frac{50000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 32,7^{1,5} \cdot 0,97} = 1,178 \quad (3.9)$$

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:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{25}{5^2 \cdot \sqrt{27 \cdot 1,05}} = 623 \text{ об/мин} \quad (3.10)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{25}{5^2 \cdot \sqrt{39,3 \cdot 1,05}} = 752 \text{ об/мин}, \quad (3.11)$$

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

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину ПЛ40а-В с диаметром рабочего колеса  $D_1=5$  м, количество агрегатов принимаем  $Z_a=3$ , синхронная частота вращения  $n_c = 150$  об/мин.

$$H_S = 10,33 - \frac{229,76}{900} - 1,05 \cdot 0,3 \cdot 39,3 - 1,5 = -1,4 \text{ м.}$$

Высота отсасывания выбирается из рассчитанных таким образом, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах.

### 3.2 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта

На основе сопоставления с уже эксплуатируемыми гидроэлектростанциями выбираем из количества агрегатов 3, что является оптимальным для турбины при установленной мощности станции 150 МВт.

Результаты расчета параметров оборудования для различных гидротурбин представлены в таблице 3.3

В ходе проектирования была выбрана в качестве аналога станция Днепро ГЭС

Остальные варианты каждого типа турбины в приложении В (таблицы В.1, В.2, В.3)

Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-40а (рисунок В.1)

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных гидротурбин

	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО-45
D1	5	4	5
КПД т	<b>0,9251594</b>	<b>0,9280337</b>	<b>0,915023</b>
N' агр	<b>69962,91</b>	<b>44915,372</b>	<b>58206,35</b>
z шт	<b>2,1439932</b>	<b>3,3396139</b>	<b>2,577039</b>
Za	3	4	3
N агр	<b>50000</b>	<b>37500</b>	<b>50000</b>
d1	<b>1,0489336</b>	<b>1,0392314</b>	<b>1,05783</b>
n c	<b>146,41578</b>	<b>179,25659</b>	<b>96,4552</b>
n синхр	<b>150</b>	<b>187,5</b>	<b>100</b>
n'max	<b>116,8</b>	<b>117,4</b>	<b>77,5</b>
n'расч	<b>128,1</b>	<b>128,7</b>	<b>85,0</b>
n'min	<b>140,9</b>	<b>141,6</b>	<b>93,6</b>
Q·кпд расч	<b>1,1784816</b>	<b>1,3767558</b>	<b>1,191537</b>
Q·кпд max	<b>0,894449</b>	<b>1,0449361</b>	<b>0,904358</b>
Q'min	<b>0,6230024</b>	<b>0,9779747</b>	<b>0,620377</b>
Q'max	<b>0,75163</b>	<b>1,1798913</b>	<b>0,748463</b>
PK <sub>max</sub>	<b>228,36</b>	<b>224,14</b>	<b>231,52</b>
PK <sub>расч</sub>	<b>229,13</b>	<b>226,25</b>	<b>233,82</b>
PK <sub>min</sub>	<b>231,25</b>	<b>229,57</b>	<b>235,71</b>

### 3.3 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:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{kp}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.12)$$

где:  $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ МПа}$ .

Принимаем  $\tau_{\text{доп}} = 30 \text{ МПа}$ , а крутящий момент  $M_{\text{kp}}$  определяем по формуле:

$$M_{\text{kp}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 50000}{90,9} = 3,25 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.13)$$

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 3,25}{30} \right)^{0,33} = 0,81 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Окончательно принимаем диаметр вала 0,85 метра

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 8/1 – 40-8-2.

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

### 3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-2И1-100-4.

### 3.6 Выбор типа серийного генератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

На выбранную гидротурбину мощностью 50 МВт можно подобрать серийный гидрогенератор СВ-808/130-40У4 ,  $S_h = 64,7$  МВА. Основные параметры представлены в таблице 3.4

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{150} = 40. \quad (3.15)$$

Затем определяется удельная нагрузка, т.е. кажущаяся мощность, приходящаяся на один полюс:

$$S^* = \frac{S_h}{2p} = \frac{64,7}{40} = 1,62 \text{ МВА} \quad (3.16)$$

Таблица 3.4 – Основные параметры гидрогенератора Анюйской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	64,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	55
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	3,56
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	0,93
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,22
Исполнение	зонтичное		

### 3.7 Подъемно-транспортное оборудование

По массе ротора принимаем мостовой кран КМ350/32, грузоподъемность главного крюка – 350 тонн, вспомогательного – 32 тонны

В качестве подъемного механизма для затворов отсасывающих труб принят козловой кран с грузоподъемностью 80 тонн.

Для подъема затворов водоприемника и сороудерживающих решеток козловой кран с грузоподъемностью 100 тонн.

## 4 Электрическая часть

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

Главная электрическая схема Анюйской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности, маневренности и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат

Уровень данных требований в настоящее время повышен, в связи с высокой ролью и ответственностью ГЭС в обеспечении безопасности и надежности функционирования энергосистем

Предлагаемый вариант структурной схемы представлен на рисунке 4.1

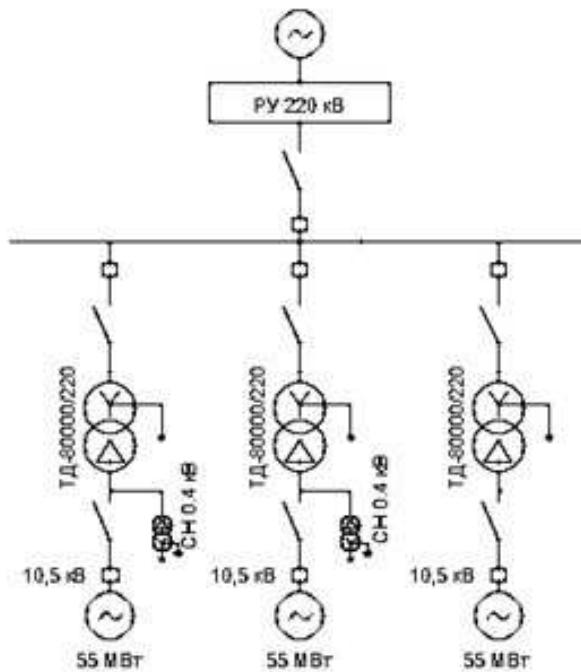


Рисунок 4.1 – Структурная схема с тремя одиночными блоками

### 4.2 Выбор силового оборудования

#### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot \cos \varphi_{\text{сн}} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,28 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

$$S_{\text{пот}} = S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 64,7 - 1,28 = 63,42 \text{ МВА} \quad (4.2)$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбирается трансформатор ТД-80000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТД-80000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более	
		ВН	НН		ХХ	КЗ				Масла	Полная
ТДЦ-80000/220-У1	80000	242	10,5	Y <sub>Н</sub> /D-11	70	265	11,0	0,6	8400x7760x5670	30000	115000

## 4.2.2 Выбор трансформаторов СН

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Tc.h}} \leq S_{\text{с.н}}$$

По каталогу АО "УЭТМ" выбираются трансформаторы ТС3-400/10,5/0,4 в количестве 2. Каталожные данные представлены в таблице 4.2 ТСН устанавливаются в отпайки генераторов Г1, Г2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТС3-40/10,5/0,4

S <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>H</sub> , кВ		U <sub>K</sub> , %	ΔP <sub>K</sub> , кВт	ΔP <sub>XX</sub> , кВт
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>			
0,4	10,5	0,4	4,5	8,25	1,6

## 4.3 Распределительное устройство

### 4.3.1 Выбор отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\text{РУ}} = n_{\text{ген}} S_{\text{ген}} - S_{\text{сн}} = 3 \cdot 64,7 - 1,28 = 192,82 \text{ МВА} \quad (4.3)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\text{РУ}} \cdot \cos \varphi_c}{P_{\text{нат}} \cdot K} + 1 = \frac{192,82 \cdot 0,85}{135 \cdot 1,2} + 1 = 2, \quad (4.4)$$

где  $P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$  – натуральная мощность линии 220 кВ в соответствии с [9]

$K = 1,2$  – коэффициент, принимаемый в соответствии с [9].

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{РУ}}}{\sqrt{3}n_L \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{192,82}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 220} = 298 \text{ A} \quad (4.5)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{\text{раб,ут}} = \frac{S_{\text{РУ}}}{\sqrt{3}(n_L - 1) \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{192,82}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 0,85 \cdot 220} = 475 \text{ A} \quad (4.6)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб,ут}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 475 \cdot 1,05 \cdot 1,2 = 598,5 \text{ A}, \quad (4.7)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{нб}}$  и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы.

Выбирается провод АС 240/32 с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$ ,  $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$  [17].

#### 4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Проектируемая станция находится в районе Хабаровского края, поэтому применяется ОРУ 220 кВ

В соответствии с [3] принимается схема с двумя рабочими системами шин (рисунок 4.2)

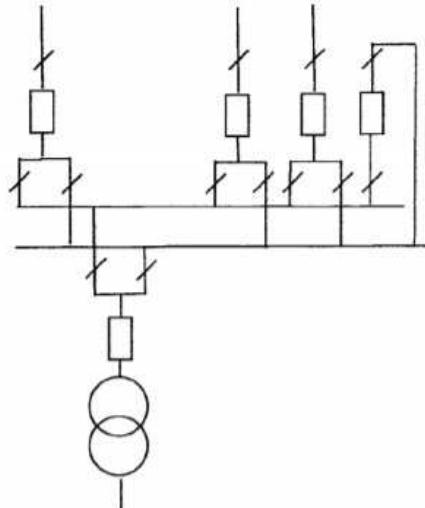


Рисунок 4.2 – Схема «две рабочие системы шин»

#### 4.4 Технико-экономический анализ

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + u, \quad (4.8)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент, равный 0,15;

$K$  – суммарная стоимость оборудования;

$u$  – издержки;

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$K = K_T + K_{TCH} + K_{Py}, \quad (4.9)$$

где  $K_T$  – стоимость силовых трансформаторов;

$K_{TCH}$  – стоимость трансформаторов собственных нужд;

$K_{Py}$  – стоимость ячеек выключателей РУ

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям:

$$K_{T80} = 15500000 \text{ руб}; K_{яч} = 12800000 \text{ руб};$$

Стоимость трансформаторов СН берем с сайта производителя:

$$K_{TCH} = 292000 \text{ руб};$$

Суммарная стоимость:

$$\begin{aligned} K_{укр.бл.} &= 15500000 \cdot 1 + 292000 \cdot 6 + 40000000 + 12800000 \cdot 6 \\ &= 134054000 \text{ руб}; \end{aligned}$$

$$K_{од.бл.} = 15500000 \cdot 3 + 292000 \cdot 6 + 12800000 \cdot 6 = 125054000 \text{ руб};$$

Суммарные затраты должны умножиться на повышающий коэффициент, равный 4 , учитывающий рост цен на оборудование в энергетике с 2000 года:

$$K_1 = 134054000 \cdot 4 = 536216000 \text{ руб};$$

$$K_2 = 125054000 \cdot 4 = 500216000 \text{ руб};$$

Разница между стоимостью вариантов составляет 6,7%.

Издержки вычисляются по формуле:

$$u = \Delta P \cdot y_0 \cdot T_{max}, \quad (4.10)$$

где  $\Delta P$  – потери в трансформаторах

$y_0$  – себестоимость электроэнергии на станции, принимается равной 0,4 руб/кВт·ч

$T_{max}$  – максимальное число часов работы

$$u = \left( \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_x \cdot T_{\text{год}} \right) \cdot y_0 \cdot T_{max} = \left( 0,265 \cdot \left( \frac{64700}{80000} \right)^2 + 0,07 \cdot 8760 \right) \cdot 0,4 \cdot 4820 = 1013704 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные затраты:

$$3 = 0,15 \cdot 500216000 + 1013704 \cdot 3 = 78073512 \text{ руб.}$$

#### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт тока КЗ производится в ПК RastrWin3 представлены на рисунках 4.3-4.5. Ниже определены величины, необходимые для расчёта:

$$K_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \quad (4.11)$$

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом} \quad (4.12)$$

$$X_{\Gamma} = X_d'' \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} = 0,22 \frac{10,5^2}{64,7} = 0,375 \text{ Ом} \quad (4.13)$$

$$X_C = \frac{U_{\text{C}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 120 = 26,1 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1				зак	1	Блок1		10
2				зак	2	Блок2		10
3				зак	3	Блок3		10
4				у	4	ОРУ		220
5				у	5	Система		220

Рисунок 4.3 – Узлы

O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/l	Ktr
1		Tr-p		Tr-p	4	1		ОРУ - блок1	0,01	80,52				0,043
2		Tr-p		Tr-p	4	2		ОРУ - блок2	0,01	80,52				0,043
3		Tr-p		Tr-p	4	3		ОРУ - блок3	0,01	80,52				0,043
4		ЛЭП		Выкл	4	5		ОРУ - Система	7,26	26,10				

Рисунок 4.4 – Ветви

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E
1		1	Г1	1	0,032	0,375	0,015	0,168	0,032	0,375	11,865
2		2	Г2	2	0,032	0,375	0,015	0,168	0,032	0,375	11,865
3		3	Г3	3	0,032	0,375	0,015	0,168	0,032	0,375	11,865
4		7	Система	5	7,260	26,100	32,090	352,667	7,260	26,100	248,600

Рисунок 4.5 – Источники мощности

Результаты расчётов тока КЗ сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчетов тока КЗ

Точка КЗ	Тип	$I_{\Pi,0}$ , кА
K2	3ф	47,02
K1	3ф	4,31
K1	1ф	1,77

## 4.6 Выбор электрических аппаратов

### 4.6.1 Выбор генераторного аппаратурного комплекса

Генераторный аппаратный комплекс выбирается по следующим условиям:

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб max}}$
- 3)  $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\Gamma \text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{64,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,74 \text{ кА} \quad (4.16)$$

По каталогу «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на базе генераторного элегазового выключателя ВГГ-20. Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные ВГГ-20-90/8000

$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	$U_{\text{max раб}}, \text{kV}$	$I_{\text{ном}}, \text{A}$	$I_{\text{откл}}, \text{kA}$	$I_{\text{пр.скв}}, \text{kA}$	$I_{\text{терм}}, \text{kA}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$	$t_T, \text{с}$
20	27,5	8000	90	230	90	0,03	3

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{no}} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = \sqrt{2} \cdot 47,02 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 119,74 \text{ кА} \quad (4.17)$$

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}}$$

$$119,74 < 230$$

Проверка на термическую стойкость:  
Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{расч}} = I_{\text{no}}^2 \cdot (t_B + t_{\text{пз}}) = 47,02 \cdot (0,1 + 0,01) = 243,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.18)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_T = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.19)$$

$$B_{\text{расч}} < B_{\text{ном}}$$

$$243,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20-90/8000:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 47,02 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 47,84 \text{ кА} \quad (4.20)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{I_{\text{но}}} \cdot 100\% = 72\% \quad (4.21)$$

$$72\% < 90\%$$

#### 4.6.2 Выбор автоматического выключателя на 0,4кВ

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{чн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{арп}}} = \frac{1280}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 3} = 617 \text{ А} \quad (4.22)$$

Выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-ЛВА-630 с номинальным током отключения  $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ .

#### 4.7 Выбор параметров ОРУ

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_3 \text{ ном}} - S_{\text{чн}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.23)$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{(64,7 \cdot 3) - 1,28}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 253 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.24)$$

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{(64,7 \cdot 3) - 1,28}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 507 \text{ А}$$

#### 4.8 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1 (таблица 4.5), приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях (таблица 4.6)

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 253 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 4,31 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{T.ст}} = 25 \text{ кА}$

Окончание таблицы 4.5

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Выключатель ВЭБ-220
$B_{k,расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 4,31 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 2,04 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

#### 4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб\ max} < I_{ном}$	$I_{раб\ max} = 253 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2ном}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$
$i_y < i_{дин}$	$24,2 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А}$
	$B_{k,расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 4,31^2 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 2,04 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2ном}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## **5 Релейная защита и автоматика**

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

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **Защиты генератора СВ-808/130-40У4МВ·А:**

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220/10,5:**

- 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 10,5кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока.
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

#### **Защиты воздушных линий 220 кВ:**

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита(от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю

(ТНЗНП);

- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

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

## **5.2 Описание защит и расчет уставок**

### **5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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:  $I_H = 3560 \text{ A}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

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

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 3560 = 178 \text{ A}.$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_H = 534 \text{ A}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

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

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

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформатора тока;

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

$I_{\text{МАКС}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

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

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 3560 = 1829 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  – Коэффициент надежности;

$$K_T > \frac{1829 \cdot 2}{18291,81} = 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

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

4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

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

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

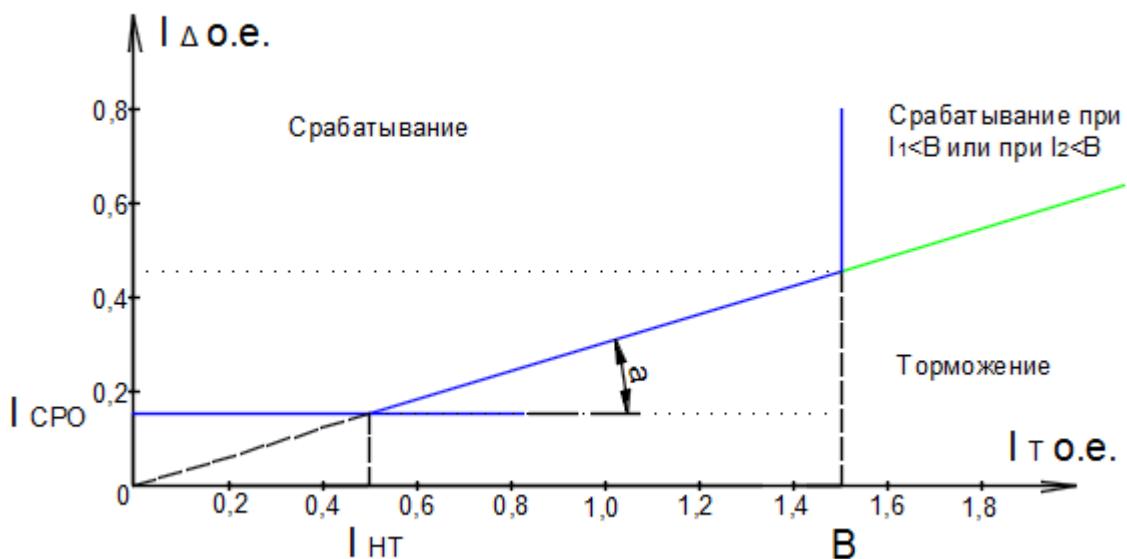


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

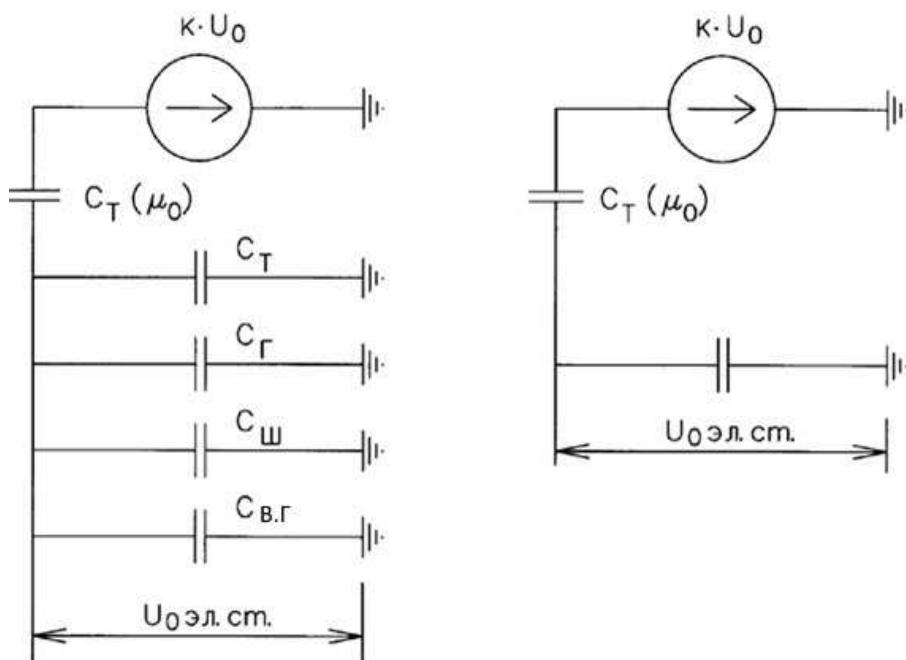


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{ эл.ст.}}$ .

где  $U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

$K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_g$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,72 мкФ/фазу;

$C_{T-}$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{sh}$  – ёмкость шинопровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{B,G}$  – ёмкость генераторного выключателя 10,5кВ. Принимаем равной 0,29мкФ/фазу.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.8)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{III} + C_{B,G}, \quad (5.9)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,72 + 0,008 + 0,29 = 1,025 \text{ мкФ/фазу},$$

Суммарный ёмкостной ток сети 10,5кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,025 = 5,85 \text{ А.} \quad (5.10)$$

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

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,025} = 203 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{cp} \geq \frac{K_h}{K_b} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} \quad (5.12)$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_b=0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{cp} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}} \cdot 203$$

$$U_{CP} \geq 5,28$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.13)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка комплекта  $U2>$  выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.14)$$

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140\text{В};$$

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:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_h}{n_{TH}}, \quad (5.15)$$

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120\text{В};$$

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

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

#### **5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий**

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_h}, \quad (5.16)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.19)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = {I_{*2}}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

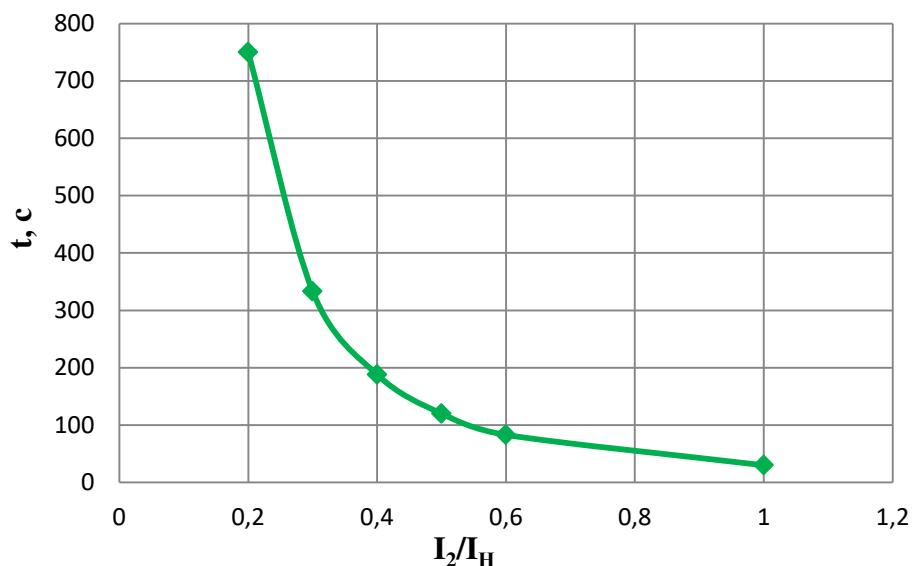


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 120 \text{ с}$ ).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\chi}}$$

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{2\Gamma} + 2 \cdot x_T)}, \quad (5.22)$$

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

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

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{1,3 \cdot (116,86 + 117,92 + 2 \cdot 0,11)} = 0,003 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на НН:

$$I_{2C.3.} = 2 \cdot I_{2C.3.} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,003 \left( \frac{242}{10,5} \right) = 0,14 \quad (5.23)$$

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

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\chi}}$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2\text{МИН(BН)}}^{(2)} = \frac{1}{1,2 \cdot (2x_d'' + 2x_T + 2x_{\Gamma})} = \frac{1}{1,2 \cdot (116,86 + 117,92 + 2 \cdot 0,11 + 0,035)} = 0,003 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

$$I_{2\text{MIN}}^{(2)} = 2I_{2(\text{BH})}^{(2)} \cdot k_t = 2 \cdot 0,003 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,14 \text{ о.е.} \quad (5.25)$$

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.

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

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

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

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 I_H, \quad (5.26)$$

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

$K_B=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

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

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

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

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

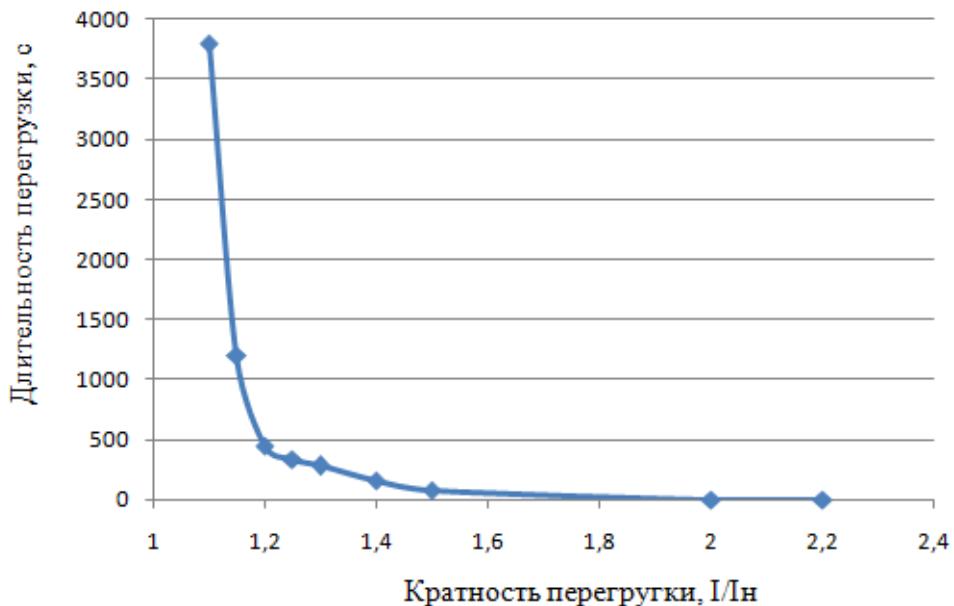


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.28)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.29)$$

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

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L}. \quad (5.30)$$

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

$K_T$  – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии.

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 80,52 + \frac{0,8}{2} \cdot 26,1 = 74,96 \text{ Ом.} \quad (5.31)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{64,7}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot 0,029 = 0,09. \quad (5.32)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ o.e.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,7 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{64,7} = 1,7. \quad (5.34)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,14 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,14 \text{ Ом.}$

Выдержки времени 1 ступени:

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение откачаний в энергосистеме по скоро сти относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимости хранения для расчета принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия остройки от режима на грузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \quad (5.36)$$

где  $I_{\text{нагр}}$  — номинальный ток статора, А.

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3560} = 1,7 \text{ Ом.}$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.хх}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1200}{870} - 0,95}{0,93} = 1,95, \quad (5.37)$$

где  $I_{\text{в.хх}}$  — ток ротора холостого хода, А;

$X_d$  — синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной. С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки принимается  $2,5 \cdot I_{\text{ном}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н.}}}{I_{\Phi}} \cdot Z_6, \quad (5.38)$$

$$Z_{\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,95} = 0,49$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi}, \quad (5.39)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,95} = 0,46.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{нагр.ф}} \approx 63^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{c3II*} = \frac{Z_{\text{нагр.ф}}}{K_H}, \quad (5.40)$$

$$Z_{c3II*} = \frac{0,46}{1,1} = 0,42 \text{ о.е.}$$

$$Z_{c3II} = Z_{c3II*} \cdot Z_6, \quad (5.41)$$

$$Z_{c3II} = 0,42 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,710 \text{ м.}$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{cpII} = \frac{Z_{c3II} \cdot n_T}{n_H}, \quad (5.42)$$

$$Z_{cpII} = \frac{0,71 \cdot 4000/5}{10500/100} = 5,41 \text{ Ом.}$$

Принимается уставка  $Z_{cpII} = 5,41 \text{ Ом.}$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

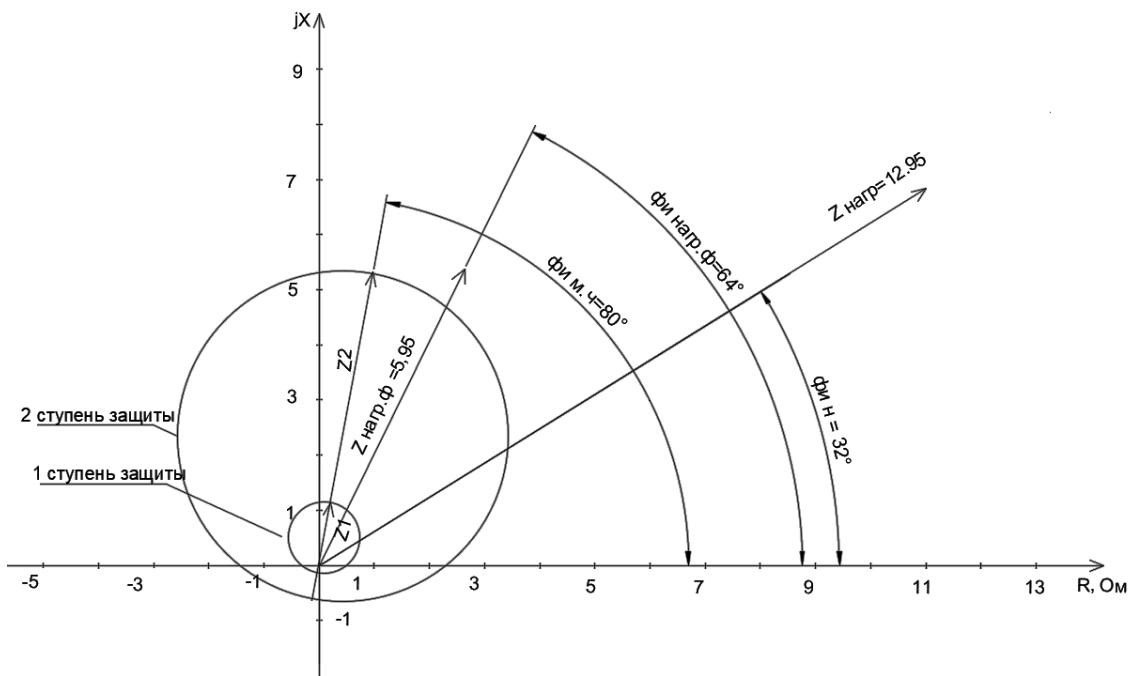


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{cmI}=0,14$  Ом,  $Z_{cmII}=0,65$  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 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.7 Защита ротора от перегрузки (Ip)

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

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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.44)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I <sub>н</sub>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность, с	Длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

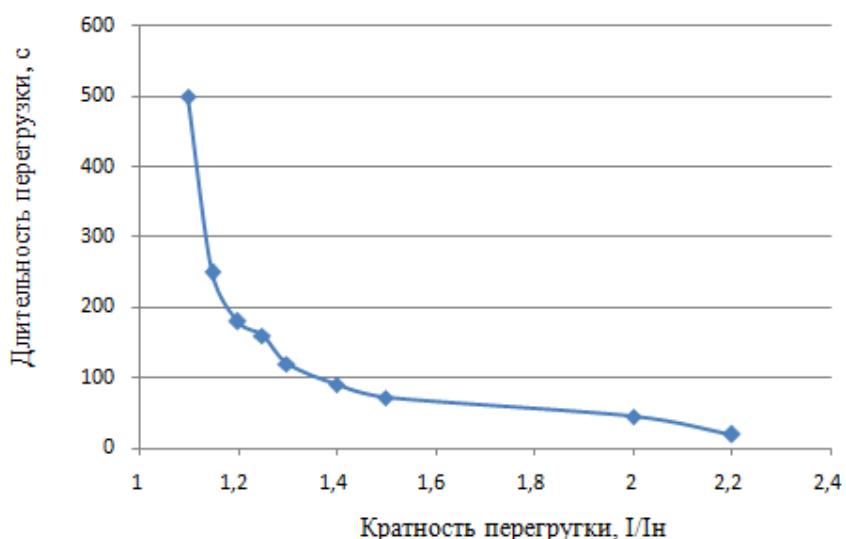


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.45)$$

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

### **5.3 Выбор комплекса защиты блока генератор – трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно– производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины вычисляем по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_s, \quad (6.1)$$

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

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

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности;

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

$a$  – конструктивный запас для III класса,  $a = 0,4$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 30 м/с:

$K_W = 3 \cdot 10^{-6}$ ;

$v = 30$  м/с – расчетная скорость ветра;

$L = 12,8$  км – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla \text{дна}}{2} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{268 - 228}{2} = 20 \text{ м}$$

Принимаем в первом приближении  $\Delta h_{set} = 0$  и находим высоту ветрового нагона волны:

$$\Delta h_{set} = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 12800}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos 0^\circ = 0,176 \text{ м}$$

Принимаем  $\Delta h_{set} = 0,176$  и решаем:

$$\Delta h_{set} = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 12800}{9,81 \cdot (20 + 0,5 \cdot 0,022)} \cdot \cos 0^\circ = 0,176 \text{ м}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая.

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 12800}{30^2} = 139,52 ; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{30} = 7063,2 . \quad (6.6)$$

По графику определяем:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,0184 , \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,7 ,$$

Выбираем минимальное значение, откуда  $\bar{h} = 1,69$ ,

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,6 , \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 3,6 ,$$

Выбираем минимальное значение, откуда  $\bar{T} = 4,89$ .

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\overline{\lambda_d} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} \quad (6.9)$$

$$\overline{\lambda_d} = \frac{4,89^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 37,3 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5 \overline{\lambda_d}$$

$$20 \text{ м.} > 18,65 \text{ м.}$$

Вывод: Зона глубоководна.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} , \quad (6.10)$$

где  $k_i$ - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ ,

$$k_i = 2,1.$$

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 1,69 = 3,55 \text{ м}$$

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 3,55 + 0,176 + 0,4 = 4,13 \text{ м}$$

Таким образом за отметку гребня бетонной плотины принимаем:

$$\nabla ГБП = 268 + 4,13 = 272,13 \text{ м.}$$

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.osn} = Q_{max.osn} - (n - 1) \cdot Q_{GA}, \quad (6.11)$$

где  $Q_{max.osn}=612 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая, 3% обеспеченность для сооружения III класса;

$n$  – количество проектируемых ГА

$Q_{agr}=168,5 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход через 1 агрегат

$$Q_{p.osn} = 612 - (3 - 1) * 168,5 = 275 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} \quad (6.12)$$

$$q_p = 5 \cdot 2,5 = 12,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p \quad (6.13)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 12,5 = 15,63 \text{ м}^2/\text{с,}$$

где  $h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 230,5 - 228 = 2,5 \text{ м}$  — глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\max \text{ осн}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  — допустимая скорость на рисберме для скального основания.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{п.осн}}}{q_B} \quad (6.14)$$

$$B = \frac{275}{15,63} = 17,59 \text{ м}$$

Принимаем  $n = 2$  количество пролетов шириной  $b=9$  метров, тогда  $B=18\text{м}$

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b, \quad (6.15)$$

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 9 \text{ м},$$

$$\delta_6 \geq (1,8 \div 2,25)\text{м}.$$

Выбираю бык с  $\delta_6 = 3 \text{ м}$ .

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 9 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 3 = 21 \text{ м.} \quad (6.16)$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.17)$$

где  $m = 0,49$  — коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left( \frac{275}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,67 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.18)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле (6.19)  
 $\sigma_n$ - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1,0$ .

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.19)$$

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

$b$  – ширина одного пролёта.

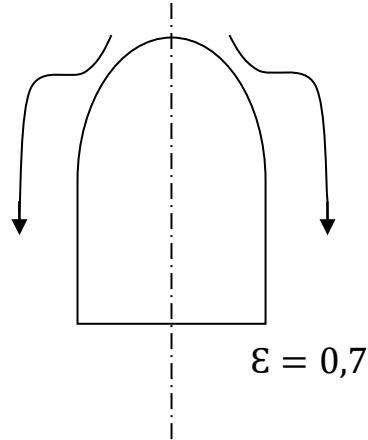


Рисунок 6.1 – Форма боковых устоев

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{3,67}{9} = 0,95.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left( \frac{275}{0,49 \cdot 0,995 \cdot 1 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,8 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.20)$$

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{275}{(268 - 228) \cdot (18 + 1 \cdot 3)} = 0,34 \text{ м/с} \quad (6.21)$$

Таким образом:

$$H = 3,8 - \frac{1,1 \cdot 0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 3,79 \text{ м.}$$

Округляем до целого стандартного значения  $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м.}$   
Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{\text{ст}} = 268 - 4 = 264 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 264 + 1,6 \cdot 4 = 270,4 \text{ м.} \quad (6.23)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ( $\nabla ГБП = 272,13 \text{ м}$  и  $\nabla ГБ = 270,4 \text{ м}$ ), то есть:

$$\nabla ГБП = \nabla ГБ = 272,13 \text{ м.}$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_p = Q_{\text{max. пов.}} - n \cdot Q_{\text{агр}}, \quad (6.24)$$

где  $n$  – количество проектируемых ГА

$$Q_{\text{p.пов}} = 732 - 3 \cdot 168,5 = 226,5 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,5% для III класса сооружений

$Q_{\text{агр}}$  – расход через 1 агрегат

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{p.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.25)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{226,5}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,23 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{п.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.26)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{226,5}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,32$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{п.пов}}}{(\nabla\Phi_{\text{ПУ}} - \nabla\Delta_{\text{НА}}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} \quad (6.27)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{226,5}{(269 - 228) \cdot (18 + (2-1) \cdot 3)} = 0,26 \text{ м/с},$$

где  $\nabla\Phi_{\text{ПУ}}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\Phi_{\text{ПУ}}$  – принимаем равной 269 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 3,32 - \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 3,31 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}} = \nabla\Gamma_{\text{В}} + H_{\text{пов}} = 264 + 3,31 = 267,31 \text{ м} \quad (6.29)$$

$$267,31 \text{ м} < 269 \text{ м}$$

Оставляем исходную отметку  $\Phi_{\text{ПУ}} = 269 \text{ м}$ , т.к она выше расчетной и ее достаточно для пропуска поверочного расхода.

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка гребня для напора  $H_{\text{ct}}=4 \text{ м}$

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,504	3,6	0,792	7,2	3,948	10,8	9,156
0,4	0,144	4	1,024	7,6	4,432	11,2	9,848
0,8	0,028	4,4	1,284	8	4,94	11,6	10,56
1,2	0	4,8	1,576	8,4	5,476	12	11,296
1,6	0,024	5,2	1,9	8,8	6,032	12,4	12,052
2	0,108	5,6	2,256	9,2	6,612	12,8	12,828
2,4	0,24	6	2,644	9,6	7,176	13,2	13,62
2,8	0,4	6,4	3,056	10	7,84	13,6	14,436
3,2	0,584	6,8	3,492	10,4	8,488	14	15,272

### 6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка. Предварительно определяем критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.30)$$

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 275^2}{(18+(2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,68 \text{ м};$$

Вычислим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU - \nabla dna = 268 - 228 = 40 \text{ м}; \quad (6.31)$$

По графику М.Д.Чертоусова определяют  $\xi_c$  и  $\xi_c''$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,15 \cdot 2,68 = 0,4 \text{ м}; \quad (6.32)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 3,4 \cdot 2,68 = 9,1 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Так как  $h''_c = 9,1 \text{ м} > h_{HB} = 2,5 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный. Выполняем сопряжение бьефов отброшенной струей.

### 6.4 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{HBmax} + 2 = 3,2 + 2 = 5,2 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Отметка носка:

$$\nabla HOC = \nabla DNA + a = 228 + 5,2 = 233,2 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla HPU - \nabla HOC = 268 - 233,2 = 34,8 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34,8} = 23,52 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.37)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,9$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{13,1}{23,52} = 0,56 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где  $q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}}} = \frac{275}{21} = 13,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,52^2}{9,81 \cdot 0,56} = 100,7. \quad (6.39)$$

Следовательно, коэффициент аэрации  $K_a = 0,85$

Дальность отлёта струи:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = 0,85 \cdot 34,8 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60 \cdot \left( \sqrt{1 + \left( \frac{37,5}{34,8} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} + 1 \right) = 45,36 \text{ м} \quad (6.40)$$

где  $K_a = 0,85$  ;

$\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 268 - 228 - 2,5 = 37,5 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА});$$

$$0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА}) = 0,5 \cdot (272,13 - 228) = 22,06 \text{ м.}$$

$$L = 45,36 \text{ м};$$

$$45,36 \text{ м.} > 22,06 \text{ м.}$$

Условие  $L > 0,5 \cdot (\nabla \Gamma \Pi - \nabla \text{ДНА})$  выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 10,61 - 2,5 = 8,11 \text{ м} \quad (6.42)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{H}} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{100,7}) \cdot \sqrt{100,7} \cdot \sqrt[4]{\frac{2,5}{1}} \cdot 0,56 = 10,77 \text{ м.} \quad (6.43)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимаем  $d=1$  м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 45,36 + \frac{10,77}{0,686} = 61,06 \text{ м,} \quad (6.44)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} \tan \alpha_1 &= \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{H}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{H}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{\tan^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,56 \cdot \cos 30 + 5,2 - 2,5)}{23,52 \cdot \cos^2 30}} = 0,686 \end{aligned} \quad (6.45)$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_{\text{p}} = 2,5 \cdot h_{\text{kp}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 2,68 + 3,7 \cdot 8,11 = 36,7 \text{ м.} \quad (6.46)$$

## 6.5 Конструирование основных элементов плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. На рисунке 6.2 представлена схема треугольного профиля плотины

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

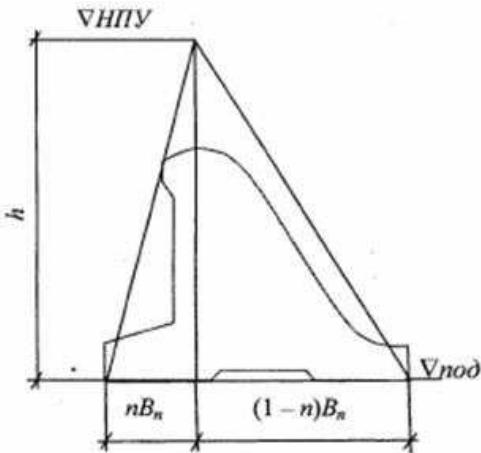


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.47)$$

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

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

$$h = V_{НПУ} - V_{ПОД} = 268 - 226 = 42 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где  $V_{ПОД} = V_{дна} - 2 = 226 \text{ м}$ .

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{tg \varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.49)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для III класса сооружения  $\gamma_n = 1,15$ .

$tg \varphi$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,7.

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт (таблица 6.2) и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

n	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,061	30,69802	30,78786
0,062	30,70231	30,77217
0,063	30,70662	30,7565
0,064	30,71095	30,74084
0,065	30,71529	30,72519
0,066	30,71965	30,70956
<b>0,0655</b>	<b>30,71747</b>	<b>30,71737</b>

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

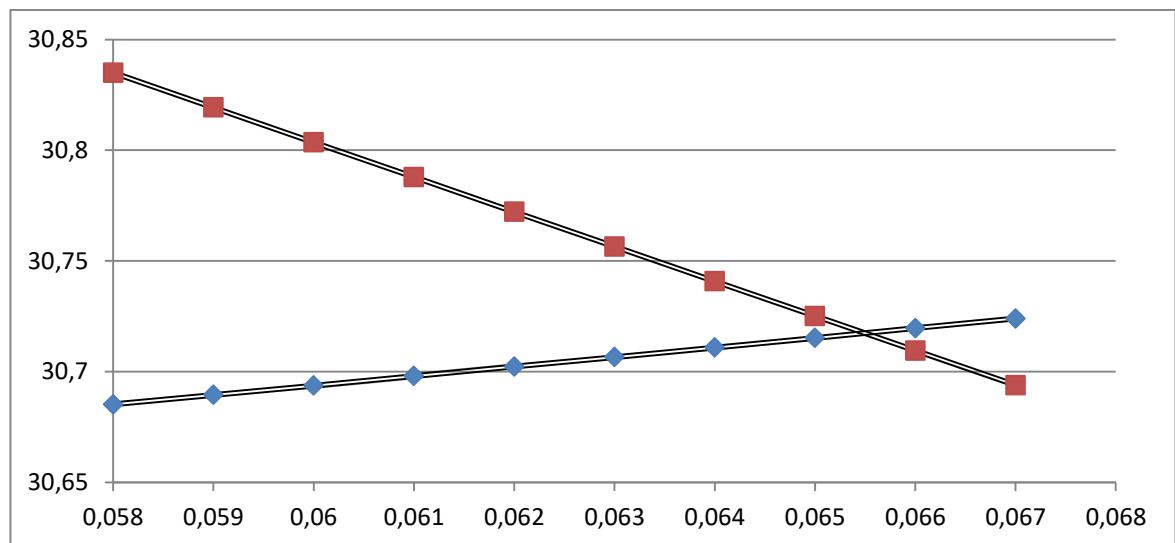


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,0655$  и  $B_n = 30,7$  м.

### 6.5.2 Разрезка плотины швами

Разрезку водосливной плотины осуществляют по быкам.  
Ширина секции составляет:

$$b + \delta_6 = 9 + 3 = 12 \text{ м}$$

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см

### **6.5.3 Быки**

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов

Согласно рекомендациям, для  $b=9$  м, толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от  $0,2 \cdot b$  до  $0,25 \cdot b$ , либо больше. Для расчетной ширины водослива  $d=(1,8-2,25)$  м. Принимаем толщину быка равной 3,0 метра

Ширина паза ремонтного затвора  $a=0,5$  м

Длина паза ремонтного затвора  $c=0,5$  м

Длина паза рабочего затвора  $m=2$  м

Ширина паза рабочего затвора  $n=\frac{m}{2}$  м, принимаем 1 м

Толщина разрезного быка между пазами  $d_0=1$  м

### **6.5.4 Устои**

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой, для разделения водного потока.

### **6.5.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины**

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H \cdot \gamma n}{I_{kp,m}}, \quad (6.50)$$

$$a_{dp} \geq \frac{40 \cdot 1,15}{25} = 1,84 \text{ м, (принимаем 2 м)}$$

где  $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla K = 268 - 228 = 40$  м – напор над расчетным сечением;

$\nabla K$  - отметка пола галереи цементационной завесы и дренажной галереи;

$\gamma n = 1,15$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения

$m = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

### **6.5.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, размером 1,25x2 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать

минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5x4 м.

### 6.5.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.4.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi}, \quad (6.51)$$

где  $B_{\pi}$  - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 30,7 = 3,07 \text{ м.}$$

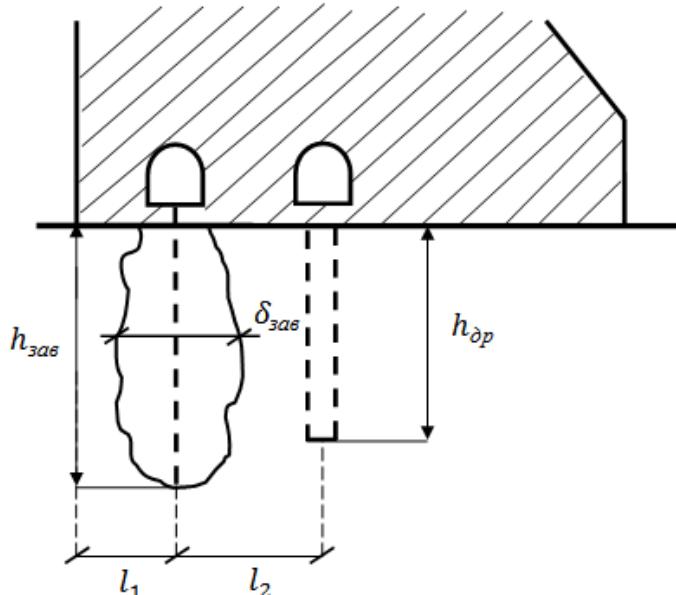


Рисунок 6.4- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

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

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{\max} = 0,5 \cdot 39,37 = 19,69, \quad (6.52)$$

где  $H_{\max}$  – максимальный напор,

$$H_{\max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 268 - 228,63 = 19,36 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $\nabla \text{НБ}_{\min} = 228,63$  м - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h , \quad (6.54)$$

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

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

$\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим  $\Delta H$ :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.55)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор;

$H_{as}$  - напор на цем. завесе (рассчитано в п.6.6.4).

$$\Delta H = 39,37 - 11,81 = 27,56 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{27,56}{15} \cdot 1,15 = 2,11 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 19,69 = 9,85 \text{ м} \quad (6.56)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla \text{НПУ} = 268$  м, нижнего бьефа -  $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 228,63$  м

### 6.6.1 Вес сооружения

Для облегчения сооружения, вырезаем часть бетона под носком.

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

$$S_{\text{пл}} = 612 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (6.57)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{612 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3} = 11016 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\gamma_6$  – плотность бетона;

$\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (6.58)$$

$$G_6 = \frac{708 \cdot 3 \cdot 24}{9 + 3} = 4248 \text{ кН/м},$$

где  $S_6$  – площадь поперечного сечения быка,  $S_6 = 708 \text{ м}^2$ .

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

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

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b, \quad (6.60)$$

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (269 - 264 + 0,5) \cdot 9 = 40,5 \text{ м}^2.$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 40,5 \cdot \sqrt{40,5} \cdot 9,81 = 139,06 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6}, \quad (6.61)$$

$$q_3 = \frac{139,06}{9 + 3} = 11,59 \text{ кН/м.}$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.62)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 268 - 226 = 42 \text{ м}$ ,  
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды

$$T_B = \frac{10 \cdot 42^2}{2} = 8820 \text{ кН/м.}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.63)$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{подошвы} = 228,63 - 226 = 2,63 \text{ м}$ ,

$$T_H = \frac{10 \cdot 2,63^2}{2} = 34,58 \text{ кН/м.}$$

### 6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{B3B} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w = 81,5 \cdot 10 = 815 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная  $81,5 \text{ м}^2$ .

#### 6.6.4 Сила фильтрационного давления

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{Hd} = 0,3,$$

$$\frac{H_{dr}}{Hd} = 0,05.$$

где  $H_{as}$  – напор на цем. завесе;

$H_{dr}$  – напор на дренаже.

Зная величину  $H_d = 268 - 228,63 = 39,37$  м, вычисляем из соотношений  $H_{as}$  и  $H_{dr}$ .

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 39,91 = 11,81 \text{ м.} \quad (6.65)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 39,37 = 1,97 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 134 = 1340 \text{ кН/м,} \quad (6.67)$$

где  $S_\phi$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна  $137 \text{ м}^2$ .

#### 6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_h}{2} \right), \quad (6.68)$$

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

$h_h$  – толщина слоя наносов  $h_h = 3 \text{ м}$ ;

$\varphi_h$  – угол внутреннего трения для наносов,  $\varphi_h = 20^\circ$ .

$$p_h = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 14,71 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_{\text{H}} = \frac{p_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}}}{2}, \quad (6.69)$$

$$E_{\text{H}} = \frac{14,71 \cdot 3}{2} = 22,07 \text{ кН.}$$

## 6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.70)$$

где  $h_{1\%}$  - высота волны 1%-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$  - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,55^2}{37,3} = 1,06 \text{ м}, \quad (6.71)$$

Параметры волн определены в п.6.1.

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 3,55 \left( \frac{37,3}{3,14} + \frac{1,06}{2} \right) = 220,28 \text{ кН/м},$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}, \quad (6.72)$$

$$y_c = \frac{37,3}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 3,55 = 4,61 \text{ м.}$$

## 6.6.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	□	8820	8820,00	15,33
Тн	1	□	34,58	34,58	0,88
Gб	0,95	□	4128	3921,6	6,57
Gпл	0,95	□	10938	10101,60	4,71
Wвзв	1	↑	815	815,00	0
Wф	1	↑	1340	1340,00	10,85
qз	0,9	□	11,59	10,43	14,49
Wволн	1	□	220,28	220,28	37,39
Eн	1,2	□	22,07	26,48	3
$\Sigma N$		□↑		12362	
		$\Sigma M$			82041

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\pi}^2}, \quad (6.73)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_{\pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{12362}{30,7} + \frac{6 \cdot 82041}{30,7^2} = -119,61 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.74)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 268 - 226 = 42 \text{ м}$  – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ ;

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.75)$$

$$\sigma_x^u = -119,61 \cdot 0 - 10 \cdot 42 \cdot (1 - 0) = -420 \text{ кН/м}^2.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.76)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.77)$$

$$\sigma_1^u = -119,61 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 42 \cdot 0 = -119,61 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u, \quad (6.78)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 42 = -420 \text{ кН/м}^2.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\text{п}}^2}, \quad (6.79)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{12362}{30,7} - \frac{6 \cdot 82041}{30,7^2} = -924,95 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.80)$$

$$\sigma_x^t = -924,95 \cdot 0,73^2 - 10 \cdot 2,63 \cdot (1 - 0,73^2) = -505,19 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2$ ,

где  $\alpha_2 = 54^\circ$  – угол между низовой гранью и линией подошвы.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 228,63 - 226 = 2,63 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.81)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,63 - 924,95) \cdot 0,73 = 656,01 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 2,63 = -26,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.83)$$

$$\sigma_3^t = -924,95 \cdot (1 + 0,73^2) + 10 \cdot 2,63 \cdot 0,73^2 = -1403,9 \text{ кН/м}^2;$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.4.

Таблица 6.4- Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м <sup>2</sup>	Низовая грань, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-119,61	-924,95
$\sigma_x$	-420	-505,19
$\tau_{xy}$	0	656,01
$\sigma_1$	-119,61	-26,3
$\sigma_3$	-420	-1403,9

### 6.6.8 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.84)$$

где  $\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} \quad (6.85)$$

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 1043,9}{0,9} = 1794 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2},$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ kN/m}^2$ ,

$$2800 \text{ kN/m}^2 \geq 1794 \text{ kN/m}^2, \quad (6.86)$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.87)$$

$$-119,61 \text{ kN/m}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.88)$$

$$119,61 \text{ кН/м}^2 \geq 105 \text{ кН/м}^2,$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов

$$H_d = 268 - 226 = 42 \text{ м.}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.7 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.89)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_B - W_{\text{взв}} - W_\phi + q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = (10465,2 + 4041,3 - 815 - 1340 + 10,43) \cdot 0,7 + 100 \cdot 30,7 = 11723,35 \text{ кН/м}, \quad (6.90)$$

где  $\tan \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 30,7 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 8820 - 34,58 + 220,28 + 74,9 = 9032,18 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{11723,35 \cdot 0,95}{9032,18 \cdot 1} \geq 1,15, \quad (6.92)$$

$$1,23 \geq 1,15$$

Условие выполняется, следовательно, сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Анюйской ГЭС - обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **7.2 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего)

как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Анюйской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

### 7.3 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновывается граница водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, также определяются комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

- размещение складов для хранения горюче-смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа

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

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

#### **7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Ануйского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и её обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство посёлка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Возможно загрязнение воды сточными водами строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нём появляется много разложившейся растительности. Гниение растительности и других органических веществ может привести к выделению большого количества парниковых газов – метана и двуокиси углерода. Также при строительстве Ануйского ГУ существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы соответствующим образом.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными и нормативными документами:

- Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 № 186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75-ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года № 166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333-ФЗ);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

## **7.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
  - обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
  - запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

## **8 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии приведена в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	150	150	150
Число часов использования установленной мощности	4 820,00	4 820,00	4 820,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	723 000,00	723 000,00	723 000,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,41	1,41	1,41
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	10 194,30	10 194,30	10 194,30
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	712 805,70	712 805,70	712 805,70
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 077,00	1 110,00	1 143,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	63 974 311,58	65 934 527,25	67 894 742,92
НДС к выручке, тыс.руб.	9 758 793,29	10 057 809,24	10 356 825,19

Вывод: Увеличение выручки от реализации электроэнергии обусловлено ростом тарифов за представленный период.

### **8.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 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.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	130917,60
Прочие расходы	274,0	14056,20
Итого		144973,80

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

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, тыс.руб./МВт·ч	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38	69449,94
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097	4862,26
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	1409,48
Итого		75721,67

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Ануй 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, млн. руб.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	51,33	51,33	51,33	51,33	51,33
Расходы на страхование	5,00	13,77	22,73	31,86	41,29
Эксплуатационные затраты	79,38	79,38	79,38	79,38	79,38
Расходы на ремонт производственных фондов	0,31	0,86	2,13	2,99	3,87
Расходы на услуги регулирующих компаний	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58
Налог на воду	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
Итого	117,50	135,59	154,77	173,89	193,64

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

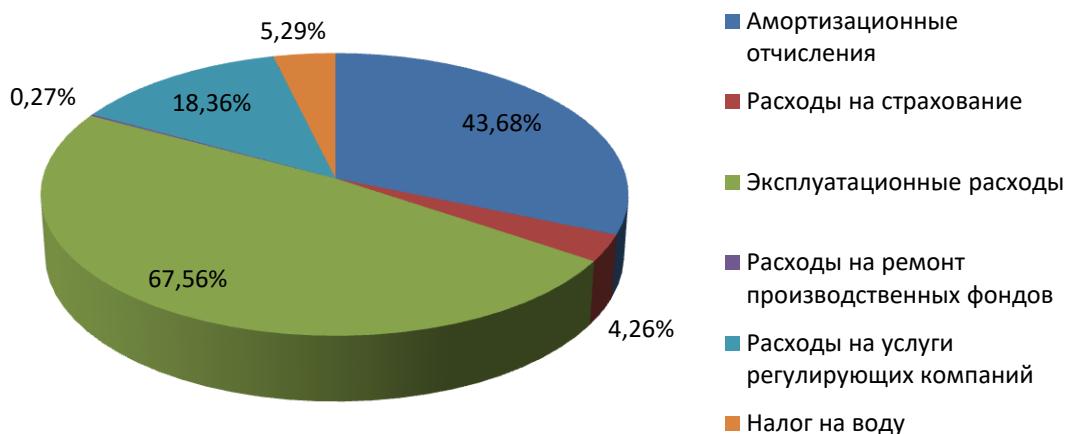


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Ключевской 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 приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	224,85	232,50	240,58	248,02	255,20
НДС, млн.руб.	117,17	225,71	232,82	239,35	245,65
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Налог на имущество, млн.руб.	17,70	16,78	15,86	14,93	14,01

## 8.4 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.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	1180,18	1219,95	1257,05	1296,73	1332,69
Текущие расходы, млн.руб.	117,5	135,59	154,77	173,89	193,64
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	1062,68	1084,36	1102,28	1122,83	1139,06
ЕБИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	17,71	18,07	18,37	18,71	18,98
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1044,96	1066,29	1083,9	1104,12	1120,08
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	20	20	20	20	20
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	1180,18	1219,95	1257,05	1296,73	1332,69

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

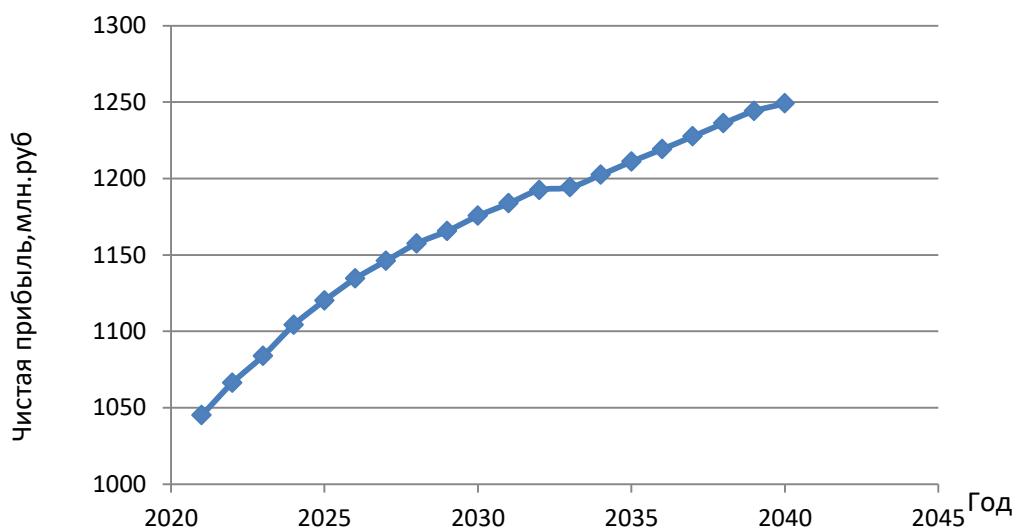


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: Сумма чистой прибыли постепенно увеличивается и наибольший рост наблюдается в период с 2021 по 2029 год, т.к в соответствии со

сценарными условиями наблюдается рост тарифов на электроэнергию и мощность.

## **8.5 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 2017-2041 гг.»)

### **8.5.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «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:

- 1) Период прогнозирования для Ключевской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## **8.5.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Ануйской ГЭС на реке Ануй»

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	67
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	5,03
Индекс прибыльности - PI	1,61
Себестоимость руб./кВт·ч	0,23
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24455,3

## **8.5.3 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

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млн. руб.	222,69	352,56	468,76	483,94	497,91
В Федеральный бюджет, млн. руб.	18,77	17,70	16,78	15,86	14,93
В региональный бюджет, млн. руб.	241,46	370,27	485,54	499,79	512,84

## **8.6 Анализ чувствительности**

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее 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
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(рисунок 8.3-8.5) величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертоно.



Рисунок 8.3 – Зависимость NPV от ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов –уменьшение величины NPV.

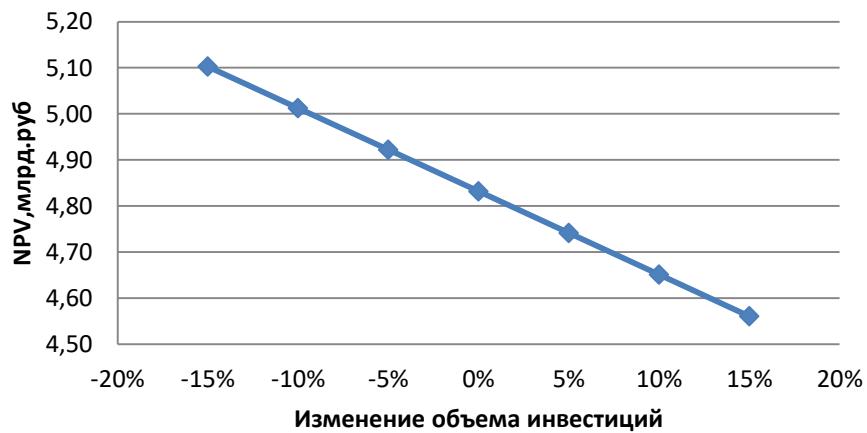


Рисунок 8.4 – Зависимость NPV от объема инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

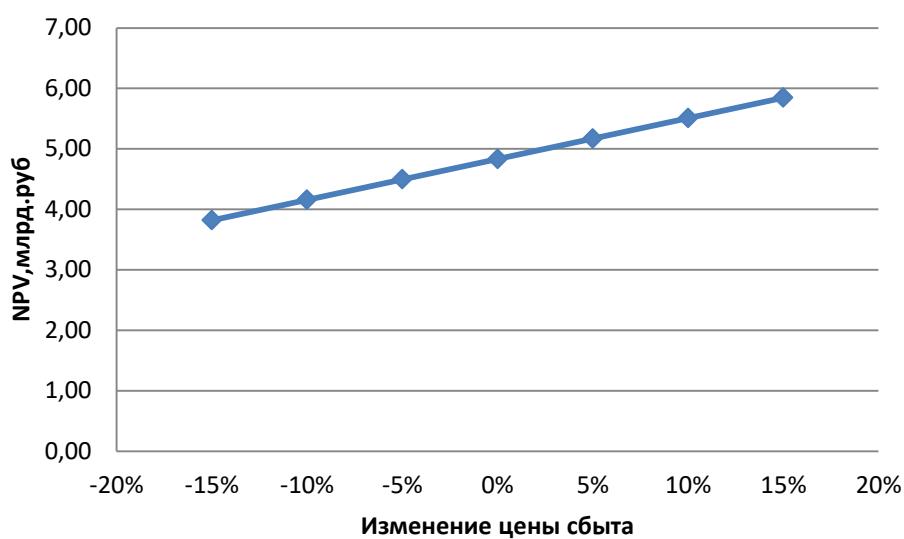


Рисунок 8.5 – Зависимость NPV от цены сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Увеличение объема инвестиций продукции
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

## **9 Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ**

### **9.1 Назначение**

Автоматическая установка пожаротушения (АСПТ) и установка пожарной сигнализации – совокупность стационарно установленных на объекте и автоматически действующих средств обнаружения и (или) тушения пожара, выполнения иных функций в целях защиты людей и материальных ценностей от опасных факторов пожара до прибытия подразделений пожарной охраны.

В основном эти две установки используются совместно с системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), а в совокупности образуют автоматическую систему пожаротушения.

АСПТ – сложное оборудование многоуровневого вида, получившее широкое распространение благодаря своей многофункциональности. Система включает в себя целый комплекс датчиков и алгоритмов, направляющих информацию на блок управления пожарной автоматикой (БУП), и в кратчайшее время осуществляющих пожаротушение.

Главным достоинством АСПТ является быстрое выявление очага возгорания и автоматическое его устранение.

### **9.2 Классификация**

- По конструктивному исполнению АСПТ
  - сплинкерные
  - дренчерные
  - модульные
  - агрегатные
- По виду огнетушащего вещества
  - водяные
  - пенные
  - газовые
  - аэрозольные
  - порошковые
  - паровые
- По способу тушения
  - объемные
  - по площади
  - локальные
- По способу пуска
  - ручные
  - автоматические
  - с различным видом привода (пневматические ,механические и др.)

- По продолжительности тушения
  - импульсные ( $t < 30\text{c}$ )
  - кратковременного действия ( $30\text{c} \leq t < 15\text{м}$ )
  - средней длительности ( $15\text{м} \leq t < 60\text{м}$ )
  - длительного действия ( $t > 60\text{м}$ )
  - По инерционности
    - сверхбыстро действующие ( $t < 0,1\text{c}$ )
    - малой инерционности ( $0,1 \leq t < 3\text{c}$ )
    - средней инерционности ( $3 \leq t < 30\text{c}$ )
    - повышенной ( $t \leq 180\text{c}$ )

Согласно СТО 17330282.27.140.019-2008 « Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования» Гидрогенератор мощностью более 0,5 МВА должен быть оборудован автоматической системой выявления пожара и пожаротушения распыленной водой. Руководствуясь этим документом, системой водяного пожаротушения будут оборудованы гидрогенераторы и машинный зал

### **9.3 Требования нормативной документации**

Согласно СП 5.13130.2009 (Таблица А.3) серверные и АТС оборудуются газовым пожаротушением, в дизель-генераторные установки устанавливается порошковое пожаротушение (ДГУ)

Таким образом на проектируемой Ануйской ГЭС систему газового пожаротушения целесообразно применять для обнаружения и тушения возгораний внутри технологических помещений с повышенной пожароопасностью (помещение ЦПУ, здание щитовой ОРУ-220кВ). Для защиты персонала, деятельность которых будет связана с выполнением работы в защищаемых АУГП помещениях , будут учтены требования по оснащению данных помещений средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Установкой порошкового пожаротушения (ППТ) будут защищаться помещения дизель-генераторной установки (ДГУ)

#### **9.3.1 Газовое пожаротушение**

Согласно СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования» автоматическое газовое пожаротушение применяется:

- для ликвидации пожаров классов А,В,С и электрооборудования
- Запрещается применение установок объемного углекислотного пожаротушения:
- в помещениях ,которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков
  - в помещениях с большим количеством людей (более 50)

### **Назначение АУГП:**

- своевременное обнаружение пожара автоматической установкой пожарной сигнализации
- задержка подачи газового огнетушащего вещества в течении времени ,необходимого для эвакуации людей из защищаемого помещения
- создание огнетушащей концентрации
- запуск устройств звукового и светового оповещения

Тушение пожара с помощью ГОТВ получило широкое распространение благодаря ряду преимуществ:

- тушение осуществляется по всему объему помещения
  - не оставляет следов на оборудовании и не наносит вреда
  - быстро выветривается
  - высокая скорость работы при выявлении очага возгорания
- Помимо преимуществ также имеется ряд недостатков:
- газовое пожаротушение неэффективно на открытых помещениях
  - установки чувствительны к температурному режиму

При проектировании системы газового и порошкового пожаротушения должна учитываться инструкция РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»

Основные моменты руководящего документа, которые учитываются при проектировании пожаротушения ГЭС:

- В качестве огнетушащих веществ в стационарных установках пожаротушения энергетических предприятий следует применять:
  - Газовые составы - для подпольных пространств залов ЭВМ, СЦКУ и АСУ ТП (если кабели не покрыты огнезащитным составом), контейнеров с газовыми турбинами
  - Порошковые составы применяются в модульных установках автоматического пожаротушения для тушения агрегатов дизельных электростанций.
- Пожарные извещатели должны выбираться из условия раннего обнаружения пожара
- Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления ,а также по месту установки запорной арматуры и насосов.
- Все световые и звуковые сигналы пожарной автоматики должны быть четкими и отличаться от других систем технологической сигнализации щита управления.
- Инерционность срабатывания автоматической установки пожаротушения не должна превышать более 3 мин.
- По надежности электроснабжения оборудование автоматических установок пожаротушения относится к приемникам электрической энергии

первой категории и должно обеспечиваться от двух независимых источников электропитания.

- Система оповещения о пожаре с ГЩУ или ЦЩУ должна работать в течение всего расчетного времени эвакуации персонала.

### 9.3.2 Порошковое пожаротушение

Согласно СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования» автоматическое порошковое пожаротушение применяется:

- для ликвидации пожаров классов А,В,С и электрооборудования
- в помещениях категории А и В (Согласно СП 12.13130.2009)

Запрещается применение:

- в помещениях ,которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков

- в помещениях с большим количеством людей (более 50)

Запрещается применение порошка для пожаров горючих материалов и пирофорных веществ склонных к тлению.

Применяется для тушения пожаров на защищаемой площади ,локального тушения на части площади или объема.

Порошки должны соответствовать ГОСТ Р.53280.4. Помещения, оборудованные порошковым пожаротушением, должны быть оснащены указателями о наличии в них установки.

Установка должна обеспечивать задержку выпуска порошка на время, необходимое для эвакуации людей из защищаемого помещения (не менее 30с).

Достоинства ППТ:

- низкая стоимость
- простота конструкции
- широкий температурный диапазон
- не требует герметичности помещений
- способность к длительному хранению

Недостатки:

- неэффективны для тушения веществ ,способных гореть без притока воздуха
- порошковые огнетушащие смеси вредны для здоровья человека
- требуют незамедлительного удаления с металлических поверхностей

## **9.4 Структура системы газового пожаротушения и выбор газового огнетушащего вещества Аниойской ГЭС**

Согласно ПТЭ на каждой гидроэлектростанции мощностью свыше 1000 МВт, а также в зависимости от экономической и производственной целесообразности, должна функционировать АСУ ТП и АСДТУ, включая сервера и АТС

С учетом расположения основного энергетического оборудования (ОРУ-220, машинный зал) наиболее приемлемым является размещение АСУ ТП и АТС на ЦПУ.

В состав помещения защищаемого АУГП входят следующие шкафы управления:

- 1) АСУ ТП – 6шт
- 2) АТС – 1шт
- 3) Системы телемеханики – 2шт
- 4) САК ГТС – 2шт
- 5) РЗиПА – 5шт
- 6) ЭП – 2шт

С учетом их габаритов и необходимого свободного пространства для обслуживания техническим персоналом. Приблизительно площадь помещения составляет 60м<sup>2</sup>. План помещения щитовой ЦПУ представлен на рисунке 9.1

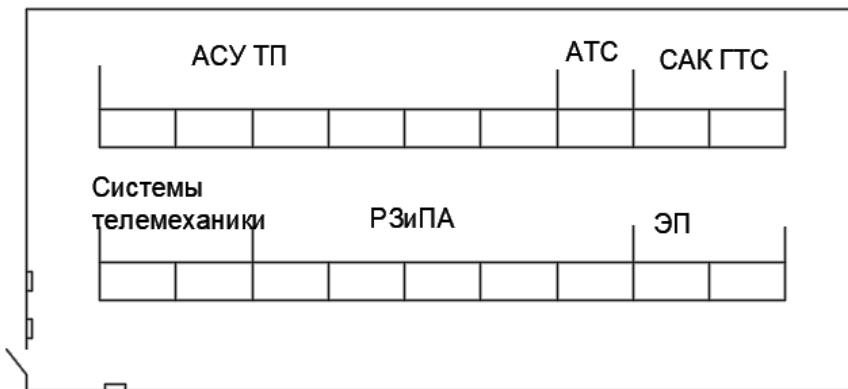


Рисунок 9.1 – План помещения щитовой ЦПУ

В качестве огнетушащего вещества для тушения используют газы, приведенные в СП 5.13130.2009 (Таблица 9.1)

ГОТВ подразделяют на две группы:

- Первая группа - разбавляющие атмосферу газы. К ним относятся азот ,углекислый газ и др.,а также их смеси .Принцип состоит в том, что при распылении газа в помещении процентная доля кислорода снижается и составляет менее 12% ,в таких условия горение поддерживаться не может
- Вторая группа – ингибиторы(хладоны). Принцип тушения состоит в химическом ингибировании (замедлении) горения .Огнетушащая концентрация

ингибиторов в разы ниже , чем для сжиженных газов и составляет примерно 15 объемных процентов

Таблица 9.1 – Газовые огнетушащие вещества

Сжиженные газы	Сжатые газы
Двукись углерода	Азот
Хладон 23	Аргон
Хладон 125	Аргонит
Хладон 227ea	Инерген

Газовое пожаротушение в электрооборудовании должно применять вещество, не влияющее на работы электроники и не вызывающее коррозию . Наиболее подходящим является газ Хладон, считающийся безопасным для здоровья человека и легко переносящий перепады температур. Его высокая термическая стабильность позволяет уверенно применять его при тушении пожаров тлеющих материалов.

Хлодоны разных видов различаются не только коэффициентами загрузки сосуда, максимальной нормативной концентрацией, но и стоимостью. Хладон-227ea не менее безопасен, чем хладон-125, но его экономические показатели в составе установки пожаротушения уступают хладону-125, а эффективность (защищаемый объем из аналогичного модуля) отличается незначительно. Хладон-227ea уступает также хладону-125 и по термической стабильности.

Хладон 125 является химическим ингибитором горения. Принцип пожаротушения заключается в воздействии этого вещества на разрыв радикальных связей химической реакции горения в приглушении центров реакции и создании негорючей среды .Газовый состав Хладон 125 является озононеразрушающим и экологически безопасен.

Основные достоинства газа Хладон 125:

- Негорючий и малотоксичный
- Выпуск вещества происходит в течении 10 секунд
- Высокий показатель отношения качество/цена
- Озонобезопасен
- Входит в перечень газов рекомендуемых к применению СП 5.13130.2009

При проектировании газового пожаротушения на Анюйской ГЭС, выбираем Хладон 125, как экономически и экологически (озононеразрушающий) более подходящий.

#### 9.4.1 Расчет массы ГОТВ

Расчет массы ГОТВ осуществлен в соответствии с СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования»

**Помещение ЦПУ:**

$$M_r = K1 \cdot (M_p + M_{tp} + M_6 \cdot n) \quad (9.1)$$

где  $K1$  - коэффициент, учитывающий утечки газового огнетушащего вещества из сосудов,  $K1=1,05$

$M_p$  - масса ГОТВ, предназначенная для создания в объеме помещения огнетушащей концентрации, определяется по формуле:

$$M_p = V_p \cdot \rho_1 \cdot \left[ (1 + K2) \cdot \frac{C_H}{100 - C_H} \right] \cdot K4, \quad (9.2)$$

где  $V_p$  - расчетный объем защищаемого помещения,  $m^3$ ,  $V_p=300m^3$

$\rho_1$  - плотность ГОТВ с учетом высоты защищаемого объекта относительно уровня моря для минимальной температуры в помещении  $T_m$ ,  $kg \cdot m^{-3}$ , определяется по формуле:

$$\rho_1 = \rho_0 \cdot \frac{T_0}{T_m} \cdot K_3 = 13,6 \cdot \frac{293}{288} \cdot 1 = 13,83 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}, \quad (9.3)$$

где  $\rho_0$  - плотность паров ГОТВ при температуре  $T_0=293K$  ( $20^\circ C$ ) и атмосферном давлении  $101,3$  кПа

$T_m$  - минимальная температура воздуха в защищаемом помещении,  $T_m=288K$  ( $15^\circ C$ )

$K_3$  - поправочный коэффициент, учитывающий высоту расположения объекта относительно уровня моря

$K2$  - коэффициент, учитывающий вид потери газового огнетушащего вещества через проемы помещений,  $K2 = 0,227$

$C_H$  - нормативная объемная концентрация ГОТВ % (об.),  $C_H = 4,2\%$

$K4$  - коэффициент, учитывающий вид горючего материала,  $K4=1$

$M_{tp}$  - масса остатка ГОТВ в трубопроводах,  $M_{tp} = 0,5$  кг

$M_6 \cdot n$  - произведение остатка ГОТВ в модуле  $M_6$  установки, который принимается по ТД на модуль, кг, на количество модулей в установке  $n$ ,  $M_6 = 0,6$  кг,  $n=1$

$$M_p = 223 \text{ кг},$$

$$M_r = 235,3 \text{ кг.}$$

С учетом требований по заправке в модуль, фактическая масса ГОТВ  $M=235,3$  кг.

Согласно СП 5.13130.2009 кроме расчетного количества ГОТВ должны иметь его 100%-ный резерв.

Помещение щитовой ОРУ-220кВ ( $V_p=150m^3$ ) рассчитывается аналогично:

$$M_p = 111,6 \text{ кг},$$

$M_{\Gamma} = 118,3 \text{ кг.}$

#### **9.4.2 Выбор оборудования системы газового пожаротушения**

На современном рынке поставщиками установок газового пожаротушения являются компании «Сталт», «Технос М+», «ВФАспект». Проведя небольшой анализ по таким критериям как: цена оборудования, качество установок, срок службы и опыт успешной эксплуатации на таких предприятиях как Вилуйская, Бурейская и Саяно-Шушенская ГЭС выбор остановлен на оборудовании фирмы «Сталт»

Основой системы газового пожаротушения фирмы «Сталт» является оборудование «Посейдон-Н-ПТ»

В состав оборудования систем АУГП «Посейдон-Н-ПТ» входят:

- Станция газового пожаротушения (СГПТ)
- Пульт управления (ПУ), «Посейдон-Н-ПТ»
- Блок управления пожарной автоматикой (БУП) «Посейдон-СБ-Г»
- КДП, световые и звуковые извещатели, пульты управления автоматикой

Станция газового пожаротушения (СГПТ), служащая для хранения ГОТВ и управления процессом тушения при пожаре располагается в отдельном помещении, и включает в себя:

- Баллоны основного запаса газа (7шт)
- Резерв (7шт)
- Сигнализатор давления универсальный (СДУ 2шт) типа PS10-2A
- Модули контроля и управления ( $AM_B$  и  $AM_{\pi}$ ,  $AM_P$ ) типа «Посейдон-Н- $AM_{(B)}$ » и «Посейдон-Н- $AM_{(P)}$ »
- Баллон с сжатым воздухом
- Оптико-электронные дымовые извещатели SLR-E3N
- Кнопки дистанционного пуска, световые и звуковые извещатели, пульты управления автоматикой.

#### **9.4.3 Назначение приборов системы АУГП «Посейдон-Н-ПТ»**

1. «Посейдон-Н-ПТ» - предназначен для построения системы пожарной сигнализации, управления работой и отображения ее состояния; является центральным устройством системы
2. «Посейдон-СБ-Г» - обнаружение факторов пожара с помощью автоматических пожарных извещателей (ПИ); обнаружение факторов пожара с помощью ручных пожарных извещателей (РПИ); управление формированием стартового импульса запуска ПТ при срабатывании двух ПИ, установленных в одном защищаемом помещении, либо одного РПИ, либо при поступлении по линии RS-485 сигнала о пожаре в зоне; прием информации от СДУ, реле давления или ЭКМ о повреждении пуска ОТВ в режиме «Пожар» или о

состоянии технологической части установки ПТ в дежурном режиме; прием информации от датчиков положения дверей и от ПУА; формирование сигналов «Пожар» и «Неисправность» на АППКУП; включение табло «Газ уходи», «Автоматика отключена»; Автоматический контроль на обрыв и КЗ всех шлейфов;

3. **ПУА** – установлены у входа в защищаемое помещение, возможность ввода(вывода) автоматического пуска пожаротушения с помощью механического ключа и кнопок «Откл» и «Восстановить»

4. **ПИ** – установлены в защищаемом помещении

5. **«Посейдон-Н-АМ<sub>(В)</sub>»** - обеспечивает прием информации от любых датчиков состояния внешнего оборудования с нормально разомкнутым или нормально замкнутым контактам по 8 шлейфам; контроль шлейфов на обрыв и КЗ

6. **«Посейдон-Н-АМ<sub>(П)</sub>»** - предназначен для выдачи потенциальных импульсов управления по 8-ми линиям с автоматическим контролем исправности на обрыв и КЗ; Напряжение выхода – 24В; максимальный суммарный выходной ток – 2,5А

#### **9.4.4 Описание работы**

При срабатывании одного из ПИ, формируется сигнал «Пожар 1» и предупреждение в секционном блоке без пуска пожаротушения. Срабатывание двух и более ПИ сопровождается сигналом «Пожар 2». После этого сигнала включается звуковое оповещение и включается табло «Газ уходи», сигнализирующие персоналу о срабатывании пожарной сигнализации.

Одновременно приходит сигнал на отключение вентиляции в защищаемом помещении на «Посейдон-Н-АМ<sub>(П)</sub>» .

Далее проверяется отсутствие блокировки и отсутствие отключения автоматического пуска, затем начинается отсчет задержки времени до начала формирования импульсов для эвакуации людей из помещения. По НПБ-88 задержка времени должна быть не менее 10 и не более 30 секунд для станции газового пожаротушения.

После окончания задержки времени формируется пусковой импульс на открытие электромагнитного клапана ЗПУ модуля газового пожаротушения.

Подача огнетушащего вещества от станции газового пожаротушения (СГПТ) осуществляется через распределительные устройства, открытие которых осуществляется электропневматическим способом (при наличии давления от побудительного баллона с сжатым воздухом и формировании разрешающего электрического сигнала от системы автоматики пожаротушения).

Этот сигнал выдается от «Посейдон-Н-АМ<sub>(П)</sub>» через ПУА при помощи специального программного обеспечения. Сигнал открывает электромагнитный клапан ЭМПС, расположенный на пусковом баллоне в модуле.

Далее через распределительный трубопровод и распылители газ поступает в защищаемое помещение

Запас ГОТВ хранится в баллонах, находящиеся на СГПТ, содержащие баллоны основного и резервного запаса газа

Основной запас газа используется при автоматическом пуске пожаротушения, резерв при запуске с ЦПУ

- На Анюйской ГЭС предусмотрены три способа пуска пожаротушения. Автоматический при срабатывании дымовых ПИ.
- Дистанционный с пульта управления или кнопки запуска, установленной снаружи помещения. В качестве кнопки используется РПИ.
- Местный (ручной).

Во время задержки пуска можно прервать автоматический пуск отключением АПУ или блокировкой пуска. При первом способе задержка времени прекратится на весь период отключения автоматики, при восстановлении автоматики отсчет продолжится

При блокировке отсчет приостановится ,для продолжения необходимо ее снять

Есть также возможность механического пуска пожаротушения без электропитания

Запрещается входить в помещение, где осуществлен запуск газового пожаротушения .После окончания тушения в присутствии работников пожарной службы убедиться в прекращении горения и запустить вентиляцию

## **9.5 Порошковое пожаротушение**

Согласно СП 5.13130.2009 (Таблица А.3) установкой порошкового пожаротушения (ППТ) будут защищаться помещения дизель-генераторной установки (ДГУ)

### **9.5.1 Выбор модуля порошкового пожаротушения**

На современном рынке представлено большое разнообразие МПП таких как:

1) «Буран» – выпускается во взрывоустойчивом корпусе, что позволяет размещать его в местах с повышенной пожароопасностью. Диапазон температур от -50 до +50

2) «Тунгус» – имеет широкий диапазон температур ,модуль является универсальным и может устанавливаться как на полу, так и на потолке

3) «Гарант» – устанавливается в любых помещениях, но для монтажа необходима дополнительная электрическая схема ,так как проводные линии связи отсутствуют.

Одним из самых популярных образцов на Российском рынке является системы порошкового пожаротушения Буран

Буран рекомендован на пожары классов А,В и С, а также к тушению оборудования находящегося под напряжением

МПП «Буран» превосходит аналогичные установки МПП по следующим параметрам:

1. Экология.
2. Автоматизация.
3. Разносторонние применения.
4. Большая отдача.
5. Несложный монтаж.
6. Относительно небольшая цена.
7. Мгновенное срабатывание.

В качестве МПП ДГУ Анюйской ГЭС будет использоваться «Буран – 8У», который представляет из себя универсальный модуль потолочного крепления для применения на высотах от 2,5 до 7 метров.

Согласно ГОСТ Р.53280.4 МПП «Буран – 8У» оснащен огнетушащим порошком Вексон-АВСЕ-50 ТУ 2149-223-10964029-2004.

Предназначен для тушения пожаров класса А, В, С и электроустановок под напряжением до 1000 В.

### **9.5.2 Применение МПП и принцип действия установки**

Применяется как в помещениях, так и на открытом воздухе, в переносных и передвижных огнетушителях, автоматических установках порошкового пожаротушения и пожарных автомобилях комбинированного и порошкового пожаротушения во всех климатических зонах при температуре окружающей среды от минус 50С до плюс 50С.

Модуль представляет собой герметичную конструкцию, состоящую из сферического стального корпуса с верхним и нижним фланцами, заполненного огнетушащим порошком ,и газогенерирующего элемента с устройством запуска модуля, установленного внутри корпуса.

Нижний фланец выполнен в виде выпускной насадки-распылителя, плотно закрытого с помощью специальной гайки разрывной мембраной с нанесенным определенным образом насечками. Разрывная мембра на выполняет роль предохранительного устройства.

Модуль приводится в действие от импульса тока, который может вырабатываться: - приборами приемно-контрольными пожарными и управления; - электронным узлом самозапуска (вариант самосрабатывания). Активация электронного узла самозапуска от встроенных элементов питания возможна только при замкнутом предохранительном разъеме

Срабатывание модуля осуществляется следующим образом: при подаче импульса тока на активатор происходит запуск газогенерирующего элемента с интенсивным газовыделением, что приводит к нарастанию давления внутри корпуса.

Принцип действия: При соприкосновении с горящими поверхностями порошок нагревается, в результате чего температура горения уменьшается , так как значительная часть тепла расходуется на нагрев порошка. Нагретая смесь начинает реагировать. При разложении солей металлов выделяются газы ,которые не поддерживают огонь. Вокруг места горения образуется воздушно-

порошковая взвесь, которая прекращает доступ кислорода ,что снижает активность горения.

*Условия эксплуатации:*

Максимальная высота применения – 12 метров ,максимальная эффективность при  $h < 7$ м. Площадь защиты до  $100\text{м}^2$ . Минимальная высота-1м. Избыточное давление в установке в пределах 12МПа. Аварийный запас +10%

*Вывод:*

В рамках спецвопроса рассмотрен возможный вариант реализации газового и порошкового пожаротушения в соответствии с требованиями НТД и схемой основного оборудования. Выбран оптимальный вариант реализации системы пожаротушения, произведен расчет и осуществлен выбор ГОТВ с расчетом мощности АУГП. Для дизель-генераторной установки выбран тип МПП в соответствии с размером помещения ДГУ.

Структурная схема работы автоматических установок пожаротушения приведена в приложении Д.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Анюйской ГЭС высотой 44,13 метра на реке Анюй, которая является сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая 0,1% и поверочного 0,01%:  $Q_{0,1\%}=1504 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%}=1618 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Анюйской ГЭС (150МВт), и определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Определен уровень мертвого объема ( $УМО=259,25 \text{ м}$ ). Полезный объем равен  $1,53 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 364 млн. кВт·ч. Была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

максимальный  $H_{\max}=39,3 \text{ м}$ ;

расчетный  $H_{\text{расч}}=32,7 \text{ м}$ ;

минимальный  $H_{\min}=27 \text{ м}$ .

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов Анюйской ГЭС. При выборе гидротурбин рассматривались три варианта ПЛ 40а, ПЛ 40б и РО 45 с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5 метров.

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-40У4 с номинальной активной мощностью 55 МВт.

Далее выбрана структурная схема Анюйской ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220кВ – «две рабочие системы шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

трансформаторы силовые ТД-80000/220

трансформатор собственных нужд ТСЗ-1000/10,5/0,4

Для ВЛЭП сталиалюминевые провода марки АС-240/32.

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 русловой. Водосливная плотина принята бетонной, а здание ГЭС – русского типа.

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом – 24м;

- станционная бетонная плотина – 80м;

- глухая левобережная и правобережная глухие плотины;

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

- отметка гребня водослива – 264м;
- отметка гребня быка – 272,13м;
- отметка подошвы плотины – 226м;
- ширина подошвы по основанию – 30,7м;
- количество водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий – 9м;
- ширина сооружения по гребню – 12,5м;
- толщина быка – 3м.

В качестве гасителя энергии потока используется способ отброшенной струи.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 19,69 метра и дренаж на глубину 9,85 метра относительно подошвы плотины.

Были произведены оценки на прочность и устойчивость гидроизделия, по результатам которых можно сделать вывод, что Ануйская ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, а растягивающие отсутствуют, таким образом плотина Ануйской ГЭС отвечает всем нормам СНиП.

Рассмотрены меры безопасности ГТС и приведены мероприятия по охране окружающей среды и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,23руб/кВт·ч;
- стоимость строительства гидроузла -3,67 млрд. руб.;

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
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. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
13. Толстыхина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для

практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

14. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

16. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

17. 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.

18. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru>/

19. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

20. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

21. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

22. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

23. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

24. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

25. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

26. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

27. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

28. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на

стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

29. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования. – Введ 01.05.2009 – Москва :АО Кодекс

30. СТО 17330282.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования. – Введ 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России».



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Анюй за период 1932-1981гг

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср.год
1932	31,3	28,8	78	94	211	290	337	311	137	130	105	40,5	149
1933	25,0	23,8	73	123	197	181	270	300	110	98	86	31,3	126
1934	30,0	27,5	76	56	232	346	289	278	206	100	55	37,5	144
1935	20,0	20,0	76	104	281	307	311	236	128	53	34	25,0	133
1936	25,0	23,5	68	63	173	611	414	314	96	80	52	32,5	163
1937	23,0	22,5	71	88	228	502	411	284	150	143	45	31,3	166
1938	26,3	25,0	73	227	410	327	508	347	237	125	55	33,8	199
1939	21,0	20,8	68	103	304	299	438	279	136	75	39	27,5	151
1940	28,3	25,8	70	136	193	357	296	289	199	95	55	36,3	148
1941	30,0	27,3	72	178	283	457	383	286	226	120	85	39,3	116
1942	24,3	23,5	74	73	165	472	366	328	104	138	66	32,3	155
1943	21,3	21,3	70	128	205	376	309	282	136	71	39	27,3	140
1944	21,8	21,0	69	105	219	379	391	255	147	95	43	29,8	148
1945	18,3	18,0	67	238	204	159	219	245	109	60	30	24,0	116
1946	46,0	37,3	92	149	244	394	388	367	316	195	102	62,0	199
1947	25,0	22,5	73	136	238	460	537	345	174	113	51	32,5	184
1948	20,0	19,8	68	136	187	374	380	272	139	73	35	25,0	144
1949	21,5	65	69	128	228	394	368	261	154	67	39	27,5	148
1950	22,0	21,0	71	56	338	341	297	279	167	63	41	27,5	143
1951	17,8	17,5	66	128	217	162	256	208	99	59	30	23,3	107
1952	22,8	22,0	73	91	281	508	490	327	166	165	42	28,5	185
1953	20,0	19,5	68	80	210	237	255	224	104	85	36	26,0	114
1954	22,5	20,0	70	75	251	241	228	236	169	75	44	30,5	122
1955	26,3	16,5	53	119	367	437	381	272	226	171	50	34,0	179
1956	22,0	20,5	68	128	228	395	369	262	103	57	38	28,8	143
1957	32,5	34,8	82	94	166	402	339	342	134	132	47	34,5	155
1958	32,5	30,0	59	110	213	484	646	411	292	106	104	42,5	211
1959	24,5	23,0	74	171	222	347	367	277	131	116	44	37,5	153
1960	25,0	26,3	91	104	206	384	505	377	161	150	52	31,0	176
1961	51,3	42,5	95	224	201	432	403	348	185	147	66	62,5	188
1962	22,5	21,3	87	121	281	221	239	242	113	77	50	37,8	126
1963	21,3	16,5	68	68	122	346	277	234	115	82	59	32,8	120
1964	18,3	21,3	71	88	148	338	330	263	126	52	41	28,8	127
1965	36,8	35,3	78	113	251	193	259	241	144	137	107	69,3	138
1966	18,5	19,3	72	110	256	607	473	294	169	75	42	29,8	180
1967	28,0	27,5	78	143	161	159	310	362	164	109	101	34,8	140
1968	18,5	19,3	72	133	627	370	281	203	121	55	40	29,8	164
1969	27,5	24,0	70	118	715	599	479	284	205	129	69	47,5	230
1970	27,5	23,0	60	143	282	438	273	301	153	151	55	32,5	161
1971	23,0	21,3	69	124	265	466	410	267	153	67	41	24,3	161
1972	27,5	20,0	76	143	257	391	292	256	159	75	40	30,0	147
1973	25,0	23,0	82	173	189	597	420	296	166	75	46	32,8	177
1974	18,8	18,8	68	183	157	170	228	208	97	70	30	23,8	106
1975	17,8	18,8	69	79	200	434	345	258	131	92	47	22,5	143
1976	28,5	32,3	88	94	260	254	281	263	153	134	44	35,0	139
1977	34,0	33,3	90	203	199	351	326	315	161	113	64	41,5	161
1978	29,3	31,3	79	174	151	271	268	267	105	68	40	24,3	126
1979	29,5	27,0	72	96	216	385	309	248	143	125	76	35,3	147
1980	27,0	25,8	77	87	268	311	310	240	130	100	46	29,3	138
1981	26,8	22,8	89	125	273	242	256	222	122	98	35	31,3	128
Qср.многол	26	25	74	123	248	364	350	282	152	101	54	34	153

Таблица А.2 – Расчет интегральной кривой нагрузки

Время Мск	Мощность(зима),МВт	Выработка(зима),МВт·ч	Мощность(лето),МВт	Выработка(лето),МВт·ч
00:00	72	0	43	0
01:00	144	1	86	1
02:00	216	1	128	1
03:00	288	2	171	2
04:00	361	3	214	2
05:00	433	5	257	3
06:00	505	6	299	4
07:00	577	8	342	5
08:00	649	9	385	6
09:00	721	11	428	7
10:00	793	13	470	8
11:00	865	15	513	9
12:00	938	16	556	10
13:00	1010	18	599	11
14:00	1082	20	641	13
15:00	1154	21	684	14
16:00	1226	23	727	15
17:00	1298	25	770	16
18:00	1370	27	812	17
19:00	1442	28	855	18
20:00	1514	30	898	19
21:00	1587	32	941	20
22:00	1659	34	983	21
23:00	1731	35	1026	22

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

**Таблица Б.1 – Результаты расчета эмпирических кривых обеспеченности**

Год	Q <sub>ср.год</sub>	Год	Q <sub>ср.пол</sub>	Год	Q <sub>ср.меж</sub>	P, %
1969	231	1969	519	1946	130	2
1958	211	1958	409	1961	109	4
1938	200	1966	408	1958	102	6
1946	199	1952	402	1977	92	8
1961	188	1947	395	1969	86	10
1952	185	1936	378	1955	82	12
1947	184	1973	376	1965	82	14
1941	182	1968	370	1970	81	16
1966	180	1960	368	1932	81	18
1955	179	1937	356	1960	80	20
1973	177	1971	352	1947	78	22
1960	176	1961	346	1973	78	24
1937	167	1938	343	1959	78	25
1968	164	1946	342	1952	76	27
1936	163	1955	337	1976	76	29
1970	162	1942	333	1979	75	31
1977	161	1939	330	1967	74	33
1971	161	1970	324	1957	74	35
1942	156	1950	314	1937	72	37
1957	153	1956	314	1949	71	39
1959	153	1949	313	1972	71	41
1949	152	1957	312	1933	71	43
1939	151	1944	311	1981	69	45
1932	149	1975	309	1966	67	47
1940	148	1948	303	1942	67	49
1944	148	1959	303	1944	66	51
1972	147	1941	302	1962	66	53
1979	147	1972	299	1971	65	55
1934	144	1977	298	1980	65	57
1948	144	1943	293	1948	64	59
1950	144	1979	290	1943	64	61
1956	143	1932	287	1940	64	63
1975	143	1935	284	1974	64	65
1943	140	1980	282	1954	63	67
1967	140	1934	270	1941	62	69
1976	139	1964	270	1939	61	71
1965	139	1940	267	1968	61	73
1980	138	1976	265	1975	60	75
1935	133	1981	248	1950	59	76
1981	129	1962	246	1956	58	78
1964	127	1963	245	1963	58	80
1933	127	1954	239	1935	58	82
1962	126	1933	237	1938	56	84
1978	126	1953	232	1964	56	86
1954	122	1967	231	1951	55	88
1963	120	1978	226	1936	55	90
1945	116	1965	218	1953	55	92
1953	114	1945	213	1934	55	94
1951	107	1951	211	1978	54	96
1974	106	1974	191	1945	47	98

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с					Qвхк<Qнб	Qгэс	Vвдхш, км <sup>3</sup>			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nгар, МВт
	Qбытпол	Qхолсбр	Qфильтр	Qвдхш	Qвхк			нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	79	0	2	19	100	100	98	3,68	0,05	3,63	268,00	267,83	267,91	229,22	38,29	32	ПО ВХК
11	54	0	2	6	50	62	60	3,63	0,02	3,61	267,83	267,77	267,80	228,78	38,62	20	ПО ВХК
12	28	0	2	220	50	250	248	3,61	0,57	3,04	267,77	265,27	266,52	230,73	35,39	75	75
1	16	0	2	261	50	279	277	3,04	0,68	2,37	265,27	260,97	263,12	230,98	31,74	75	75
2	12	0	2	36	50	50	48	2,37	0,09	2,27	260,97	260,24	260,60	228,63	31,57	13	ПО ВХК
3	61	0	2	6	50	69	67	2,27	0,02	2,26	260,24	260,11	260,18	228,86	30,91	18	ПО ВХК
4	58	0	2	40	100	100	98	2,26	0,10	2,15	260,11	259,25	259,68	229,22	30,06	25	ПО ВХК
5	119	0	2	-21	100	100	98	2,15	-0,05	2,21	259,25	259,71	259,48	229,22	29,86	25	ПО ВХК
6	343	0	2	-245	100	100	98	2,21	-0,64	2,84	259,71	264,16	261,94	229,22	32,32	27	ПО ВХК
7	273	0	2	-175	100	100	98	2,84	-0,45	3,30	264,16	266,49	265,33	229,22	35,71	30	ПО ВХК
8	231	0	2	-133	100	100	98	3,30	-0,34	3,64	266,49	267,87	267,18	229,22	37,56	31	ПО ВХК
9	112	0	2	-14	100	100	98	3,64	-0,04	3,68	267,87	268,00	267,94	229,22	38,32	32	ПО ВХК

Таблица Б.3 - Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Q, м <sup>3</sup> /с					Qвхк<Qнб	Qгэс	Vвдхщ, км <sup>3</sup>		
	Qбытпол	Qхолсбр	Qфильтр	Qвдхщ	Qвхк			нач	dV	кон
10	87	0	2	11	100	100	98	3,68	0,03	3,65
11	58	0	2	4	50	64	62	3,65	0,01	3,64
12	30	0	2	218	50	250	248	3,64	0,57	3,08
1	25	0	2	250	50	277	275	3,08	0,65	2,43
2	16	0	2	32	50	50	48	2,43	0,08	2,34
3	67	0	2	5	50	74	72	2,34	0,01	2,33
4	82	0	2	68	100	152	150	2,33	0,18	2,15
5	216	0	2	-25	100	193	191	2,15	-0,06	2,22
6	376	0	2	-250	100	128	126	2,22	-0,65	2,87
7	387	0	2	-212	100	177	175	2,87	-0,55	3,42
8	252	0	2	-96	100	158	156	3,42	-0,25	3,67
9	124	0	2	-5	100	121	119	3,67	-0,01	3,68

Продолжение таблицы Б.3

Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nпар, МВт	t, часы	Э, млн кВт·ч
нач	кон	средн						
268,00	267,90	267,95	229,22	38,33	32	ПО ВХК	744	24
267,90	267,87	267,88	228,80	38,68	20	ПО ВХК	720	15
267,87	265,43	266,65	230,73	35,52	75	75	744	56
265,43	261,41	263,42	230,96	32,06	75	75	744	56
261,41	260,79	261,10	228,63	32,07	13	ПО ВХК	696	9
260,79	260,69	260,74	228,92	31,42	19	ПО ВХК	744	14
260,69	259,25	259,97	229,78	29,79	38	ПО ВХК	720	27
259,25	259,80	259,53	230,19	28,93	47	ПО ВХК	744	35
259,80	264,30	262,05	229,53	32,12	34	ПО ВХК	720	25
264,30	267,01	265,65	230,04	35,22	52	ПО ВХК	744	39
267,01	267,96	267,48	229,84	37,24	49	ПО ВХК	744	37
267,96	268,00	267,98	229,45	38,13	39	ПО ВХК	720	28

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Результаты расчета параметров оборудования для турбин(ПЛ-40а)

	D1	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5
КПД т	0,9195845	0,9207699	0,9219448	0,9230901	0,9241938	0,9251594	
N' агр	21808,16	27636,531	35145,759	44676,11	56610,812	69962,91	
z шт	6,8781595	5,4275988	4,2679403	3,3574991	2,6496705	2,1439932	
Za	8	6	6	4	3	3	
N агр	18750	25000	25000	37500	50000	50000	
d1	1,0426129	1,0439568	1,0452889	1,0465874	1,0478388	1,0489336	
n с	260,66781	231,85401	205,86082	182,81492	162,59928	146,41578	
n синхр	300	250	214,3	187,5	166,7	150	
n'max	131,2	122,9	118,7	116,9	116,9	116,8	
n'расч	143,9	134,8	130,1	128,2	128,2	128,1	
n'min	158,3	148,3	143,2	141,1	141,0	140,9	
Q·кпд расч	1,4177606	1,4916851	1,1729723	1,384129	1,4564356	1,1784816	
Q·кпд max	1,0760581	1,1321656	0,8902676	1,0505322	1,1054117	0,894449	
Q'min	1,9926275	1,573408	1,2380234	0,9745318	0,7695405	0,6230024	
Q'max	2,4040335	1,8982602	1,4936307	1,1757375	0,9284229	0,75163	

Таблица В.2 – Результаты расчета параметров оборудования для турбин(ПЛ-40б)

	D1	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5
КПД т	0,9246903	0,9258208	0,9269414	0,9280337	0,9290864	0,9300072	
N' агр	21929,244	27788,132	35336,235	44915,372	56910,5	70329,516	
z шт	6,840181	5,3979879	4,2449345	3,3396139	2,6357175	2,1328172	
Za	8	6	6	4	3	3	
N агр	18750	25000	25000	37500	50000	50000	
d1	1,0354875	1,0367535	1,0380083	1,0392314	1,0404102	1,0414415	
n с	255,61915	227,35588	201,86036	179,25659	159,42954	143,55768	
n синхр	300	230,8	214,3	187,5	166,7	150	
n'max	131,7	113,9	119,1	117,4	117,3	117,2	
n'расч	144,4	124,9	130,6	128,7	128,6	128,5	
n'min	158,9	137,4	143,7	141,6	141,5	141,4	
Q·кпд расч	1,4099323	1,483547	1,1666495	1,3767558	1,4487661	1,1723385	
Q·кпд max	1,0701165	1,1259889	0,8854687	1,0449361	1,0995907	0,8897865	
Q'min	1,9994716	1,5788645	1,2423576	0,9779747	0,7722828	0,6252393	
Q'max	2,4122906	1,9048433	1,4988598	1,1798913	0,9317315	0,7543288	

ПЛ-40б

Таблица В.3 – Результаты расчета параметров оборудования для турбин(РО-45)

PO-45	D1	2,8	3,15	3,55	4	4,5	5
	КПД т	0,9087242	0,9100634	0,9113909	0,9126848	0,9139319	0,9150228
	N' агр	18127,86	22976,887	29225,355	37156,878	47090,93	58206,346
	z шт	8,2745562	6,5282995	5,1325296	4,0369376	3,1853268	2,5770386
	Za	9	8	6	6	4	3
	N агр	16666,667	18750	25000	25000	37500	50000
	d1	1,0505482	1,0520965	1,0536311	1,055127	1,0565687	1,0578298
	n с	171,64758	152,68802	135,58251	120,41486	107,10853	96,455197
	n синхр	187,5	166,7	136,4	125	107,1	100
	n'max	81,7	81,7	75,2	77,6	74,8	77,5
	n'расч	89,6	89,5	82,5	85,1	82,0	85,0
	n'min	98,6	98,5	90,8	93,7	90,2	93,6
	Q·кпд расч	1,275293	1,1319255	1,1865553	0,9332727	1,1045917	1,1915367
	Q·кпд max	0,9679274	0,8591137	0,9005769	0,7083393	0,8383678	0,9043577
	Q'min	1,9850876	1,5673098	1,2331126	0,9705801	0,7663547	0,6203772
	Q'max	2,3949369	1,8909029	1,487706	1,17097	0,9245794	0,7484628

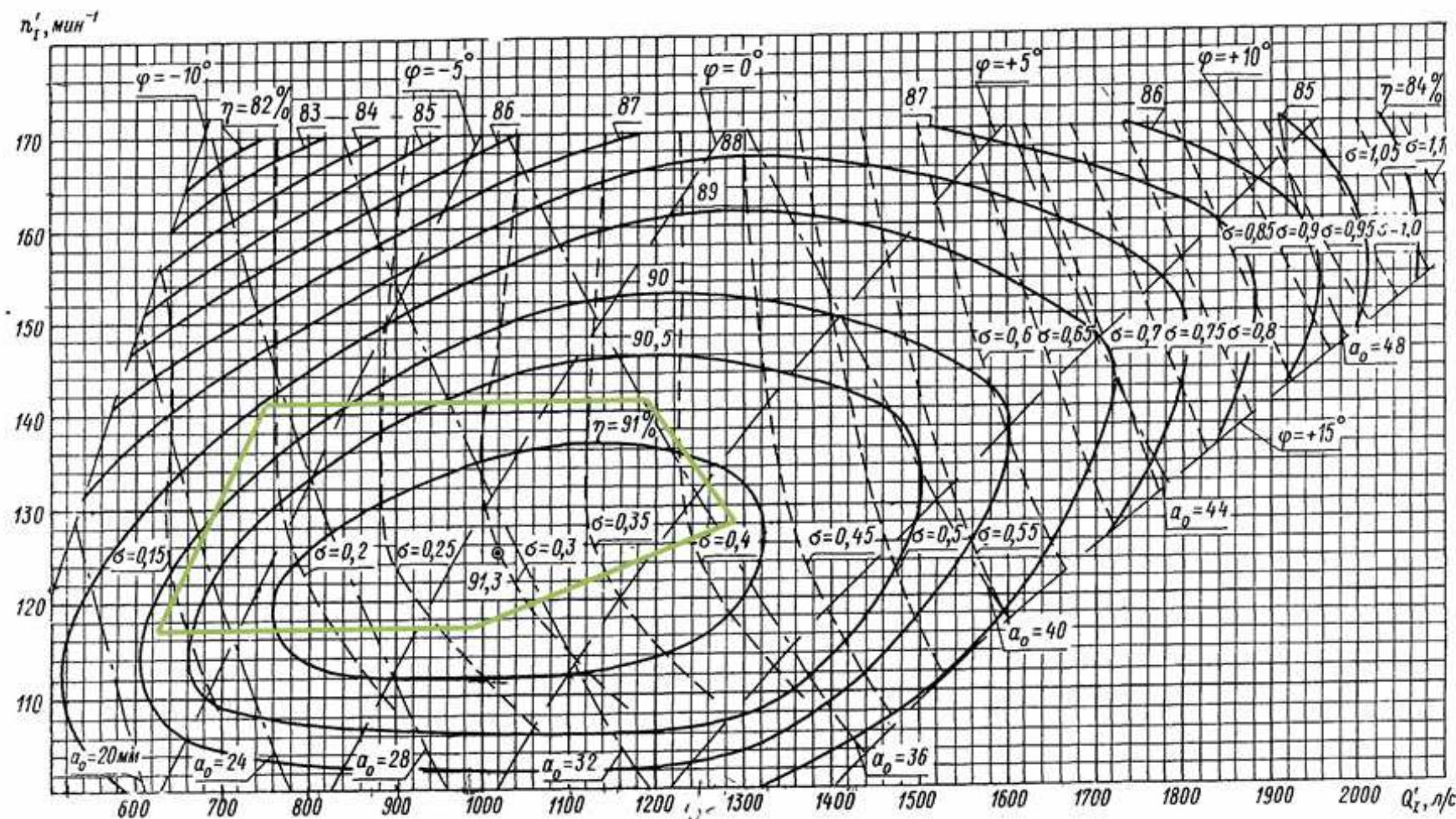


Рисунок В.1 - Рабочая зона турбины ПЛ40а-В,  $D_1=5\text{м}$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,23 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,68 A
33Г	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,31 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$ 0,8 A
		OTC I	$I_{2С.З.}$	$0,93 \cdot I_H$ 4,14 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,76 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,89 A
		OTC	$I_{1OTC}$	$1,22 \cdot I_{HOM}$ 5,43 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,09 0,15 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,42 0,71 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 5.15 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 5.87 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 10.53 A

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

		Действие								
		Защиты								
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$				+	+	+	+		
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$								+
		$t_2$								+
		$t_3$	+	+	+					
	$U_{03}$		+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$		+	+					
		2 ступень $t_2$		+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО								+
		ИО		+	+					
		OTC I	$t_1$					+		
			$t_2$						+	
			$t_3$	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО								+
		ИО		+	+					
		OTC	$t_1$					+		
			$t_2$						+	
			$t_3$	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$						+	
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$						+	
			$t_2$	+	+					
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО								+
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Установки газового и порошкового пожаротушения

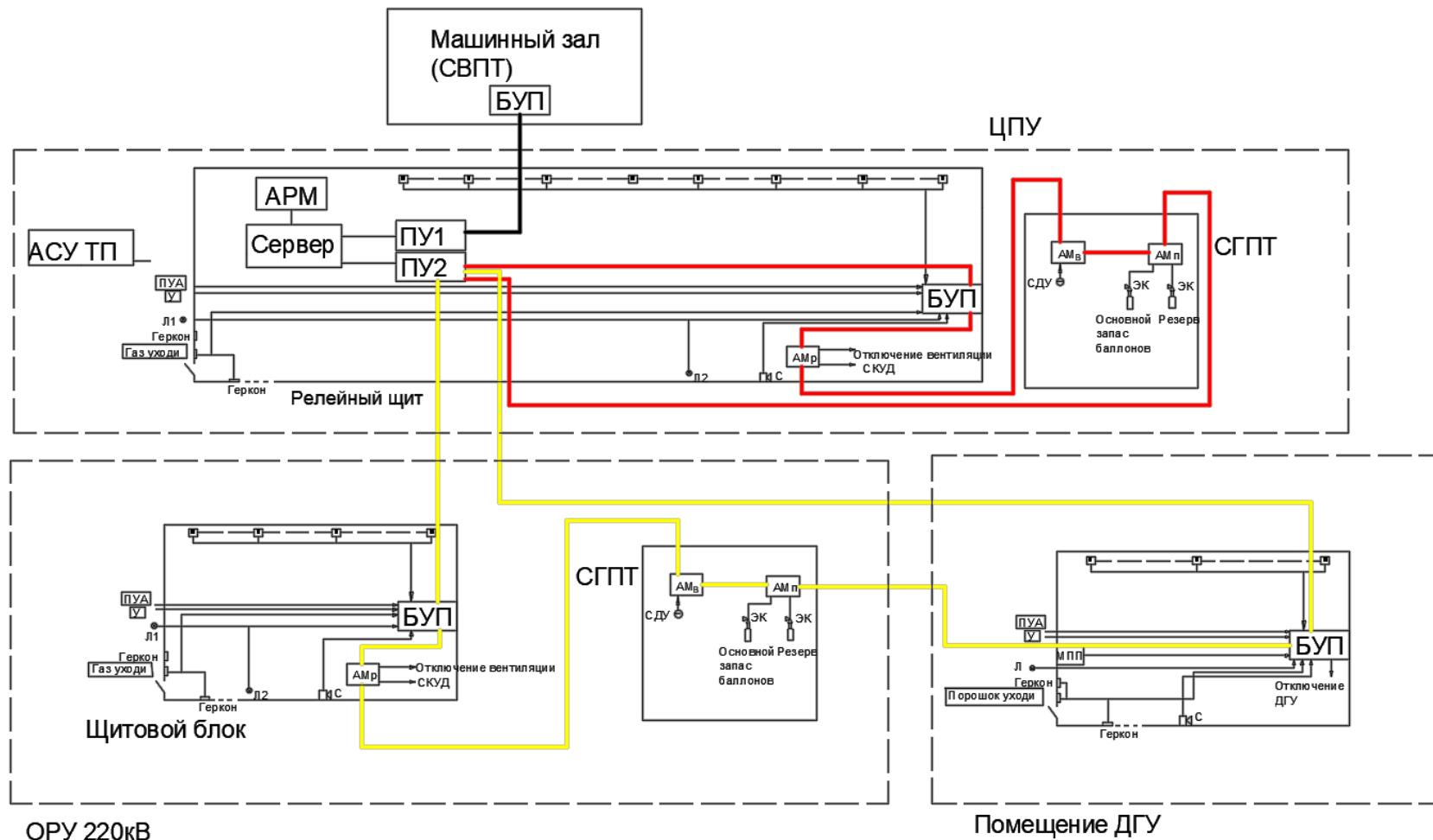
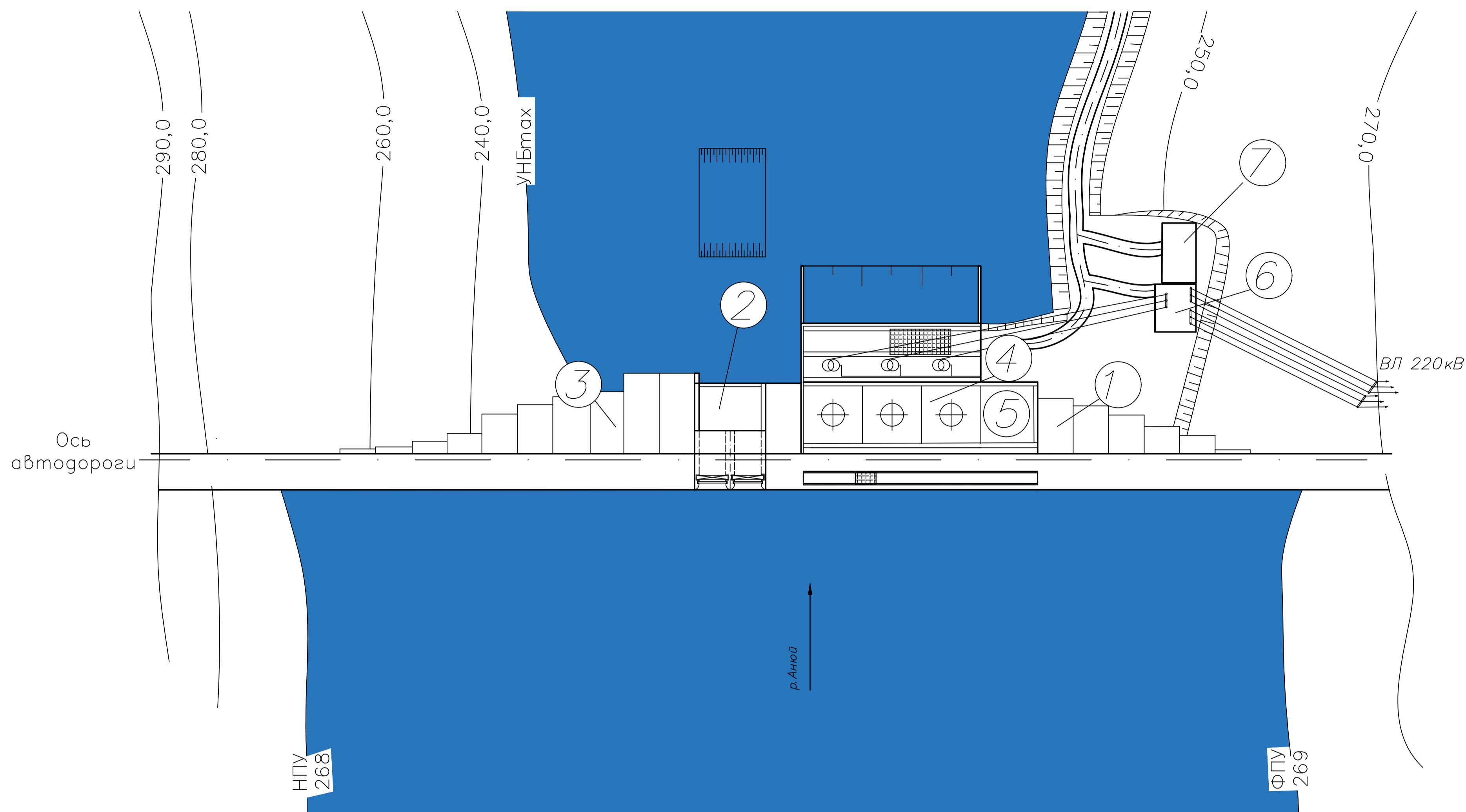


Рисунок Д.1 - Структурная схема

# Генеральный план

Масштаб 1:1000



## Экспликация объектов

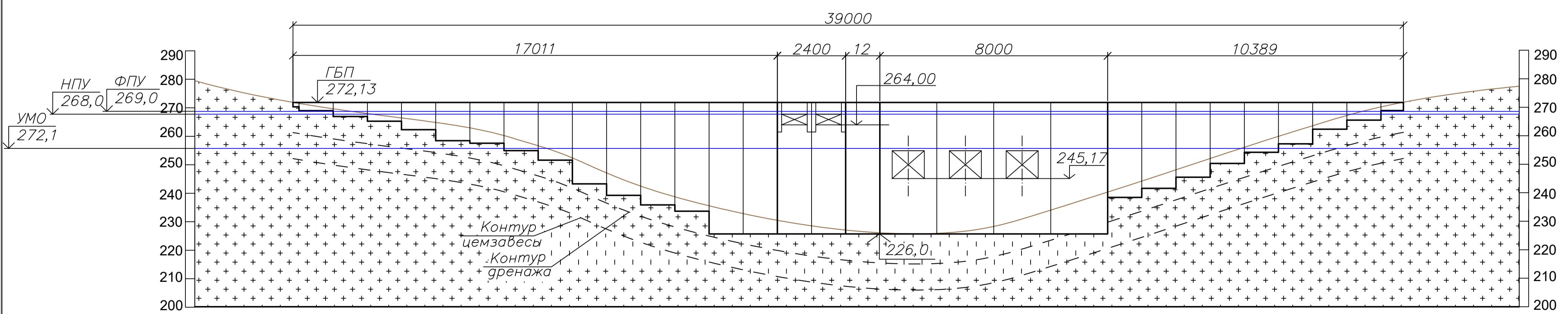
№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Левобережная глухая бетонная плотина
4	Машинный зал
5	Монтажная площадка
6	ОПУ 220кВ
7	Административное здание

## Условные обозначения

	Гранит
	Автодорога
	Трансформатор
	Гидрогенератор

## Вид с верхнего бьефа

Масштаб 1:1000



## Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	VKP-13.03.02-541405646-1П	Генплан. План основных сооружений. Ведомость состава проекта. Экспликация сооружений	
2	VKP-13.03.02-541405646-1Р1	Стационарная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГЭС	
3	VKP-13.03.02-541405646-1Р2	Поперечный разрез водосливной плотины	
4	VKP-13.03.02-541405646-1Р3	Сбор нагрузок на водосливную плотину	
5	VKP-13.03.02-541405646-ЭС1	Ладная электрическая схема соединений	
6	VKP-13.03.02-541405646-ЭС2	Релейная защита и автоматика	
7	VKP-13.03.02-541405646-П3	Пояснительная записка	

1. Размеры на чертеже даны в см.

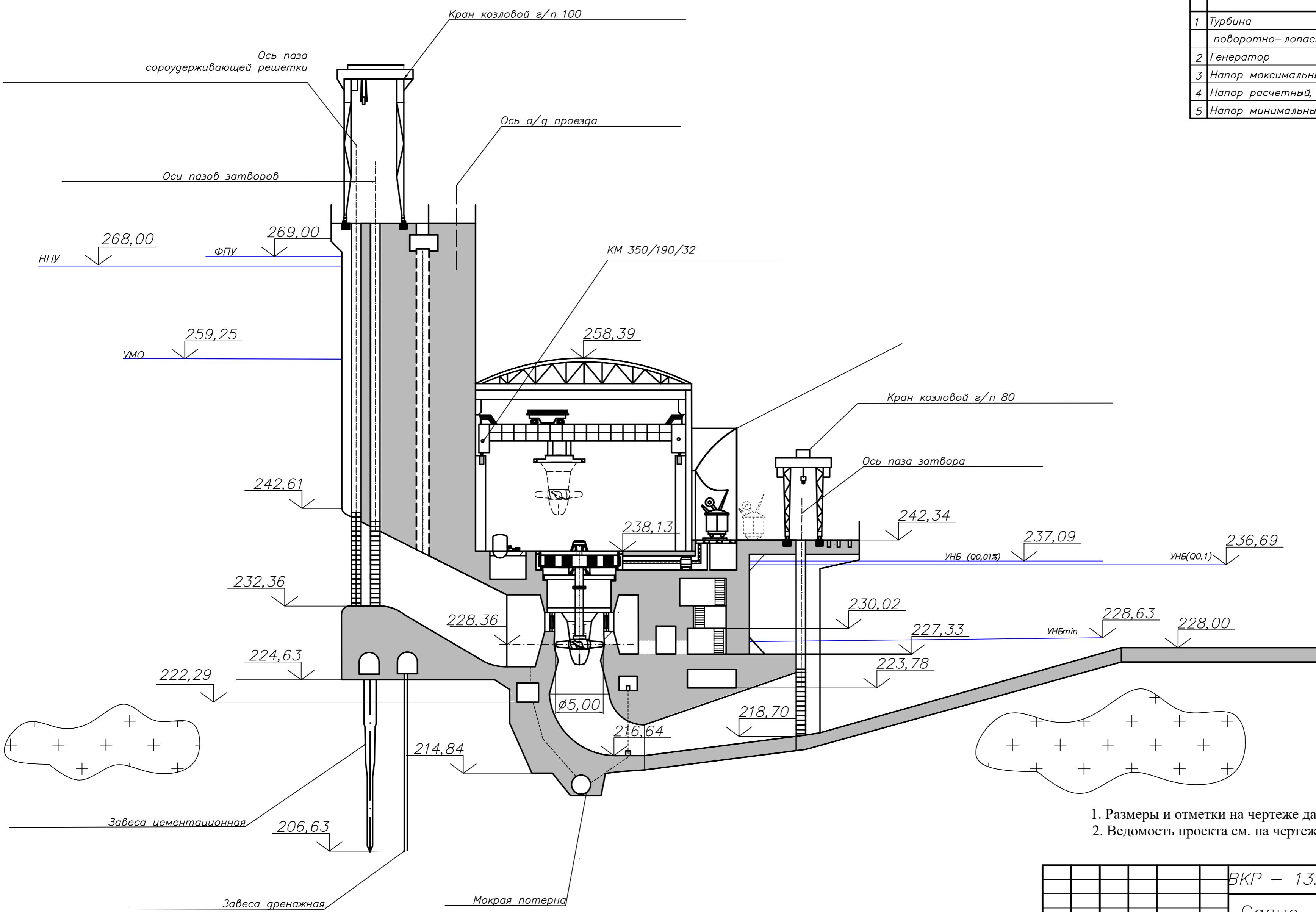
Изм	Колч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	VKP - 13.03.02 - 541405646 - ГП
Разраб.	Зоблев					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Провер.	Лыбина					
И. контр.						Проектирование Анюйской ГЭС
Н. контр.						на р. Ануй
Утв.	Чеснокченко					Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов
						Кафедра ГТС, 2018

Поперечный разрез здания ГЭС

1:300

Основные характеристики гидросилового оборудования

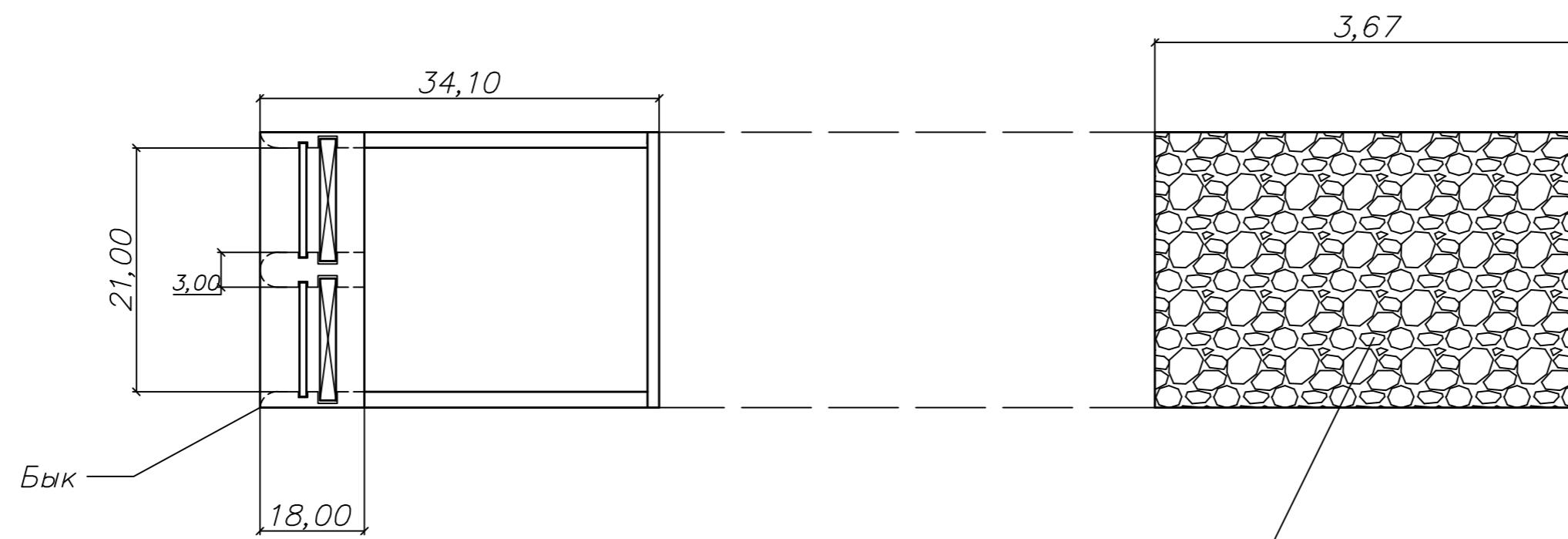
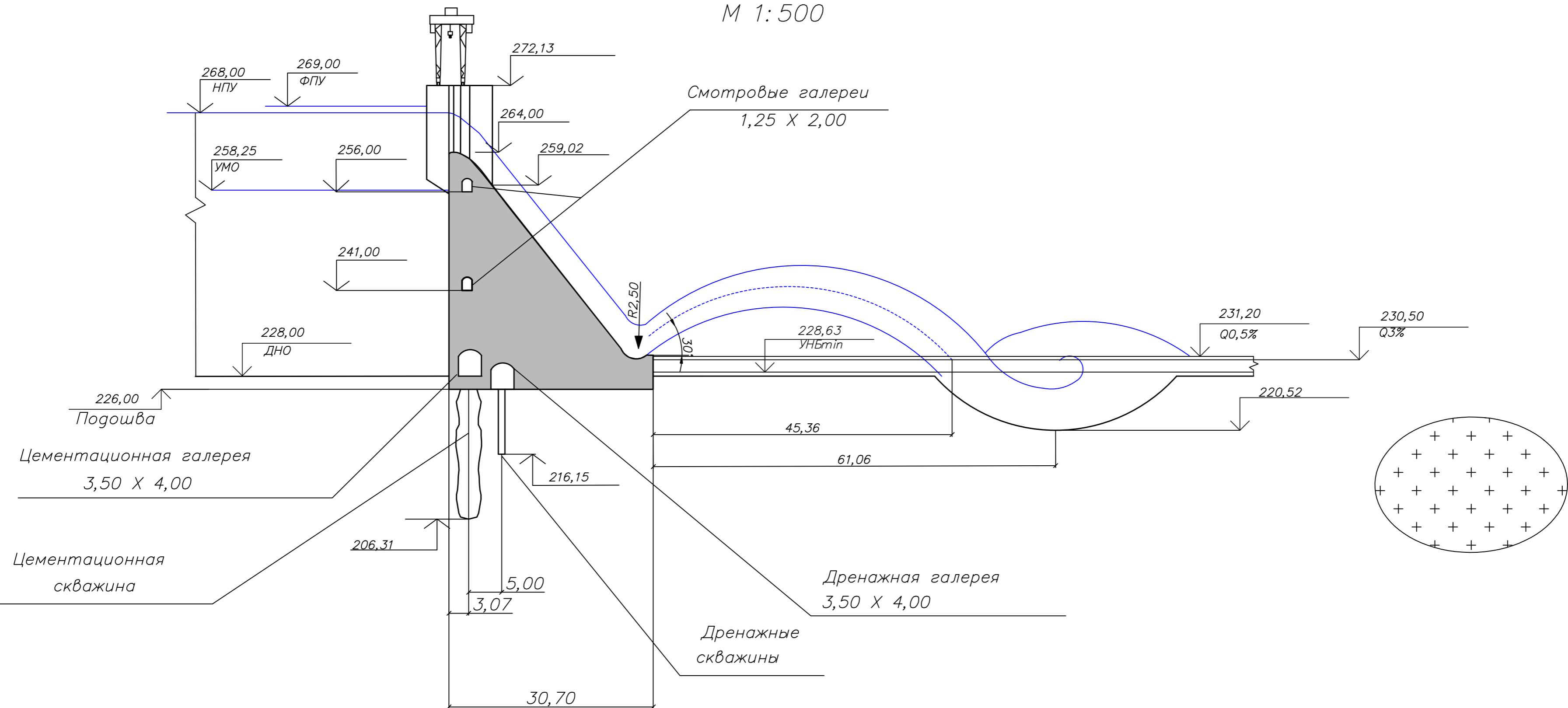
	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	ПЛ - 40а - 5000	3
	поворотно-лопастная		
2	Генератор	СВ-808/130-40	3
3	Напор максимальный, м	39,3	
4	Напор расчетный, м	32,7	
5	Напор минимальный, м	20	



ВКР - 13.03.02 - 541405646 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Зоболев				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Погоняченко				
Проектирование Анюйской ГЭС на реке Анюй				Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА	Стадия
					Лист
					Листов
Кафедра ГГЭС, 2018 г					

Поперечный разрез по водосливной плотине

M 1:500



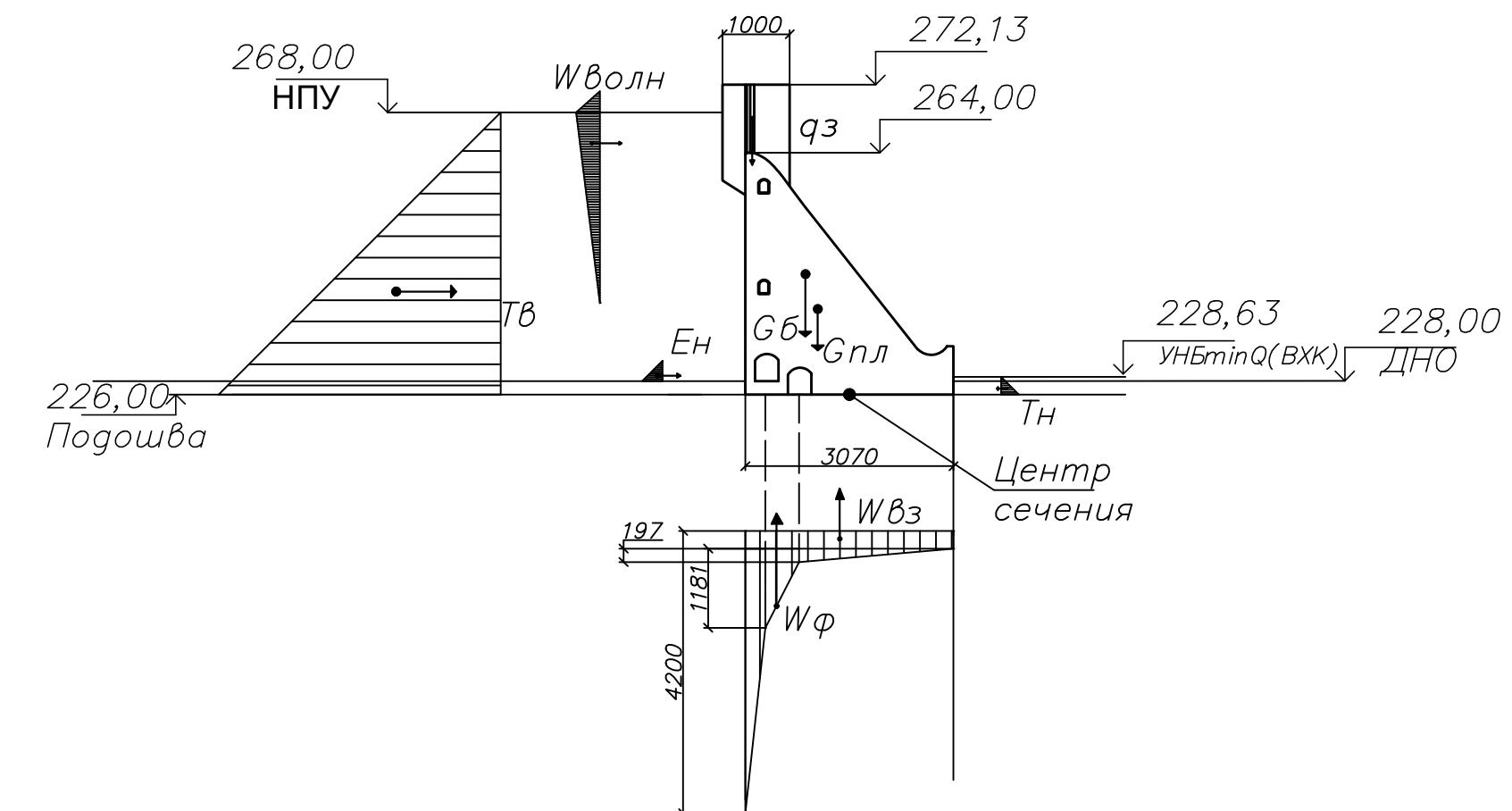
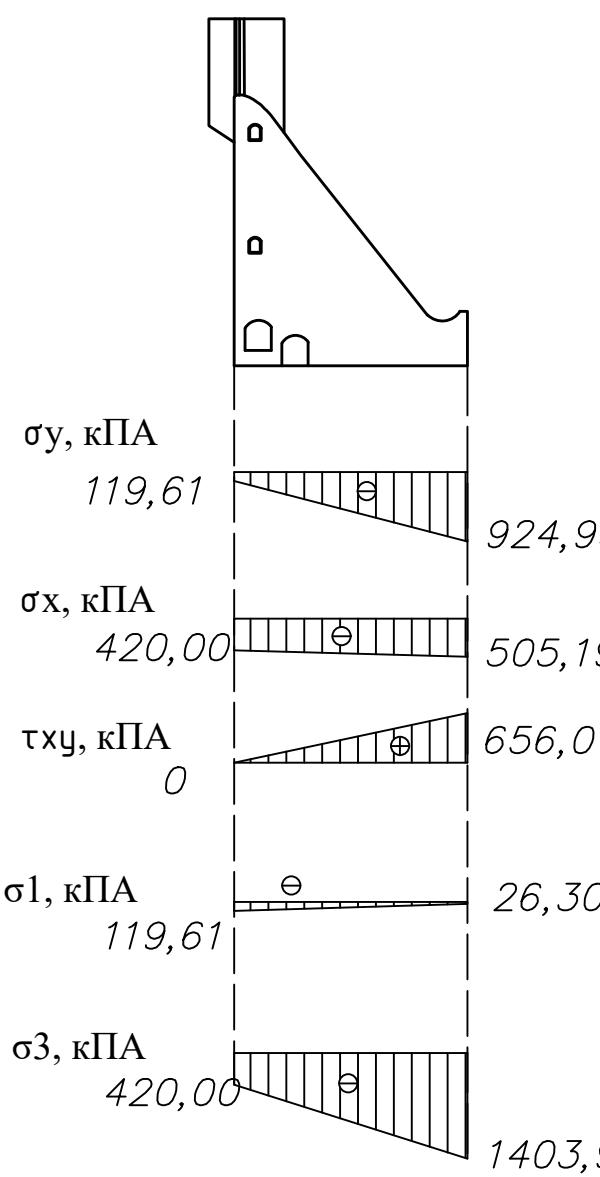
Яма размыва

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 541405646 - ГП.

Изм.	Код уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Зоболев				
Провер.	Лыбина				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Гвоздиченко				

VKR - 13.03.02 - 541405646 - ГР2  
Саяно-Шушенский филиал СФУ  
Проектирование Анюйской ГЭС на реке Анюй  
Поперечный разрез водосливной плотины  
Кафедра ГТС

# Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

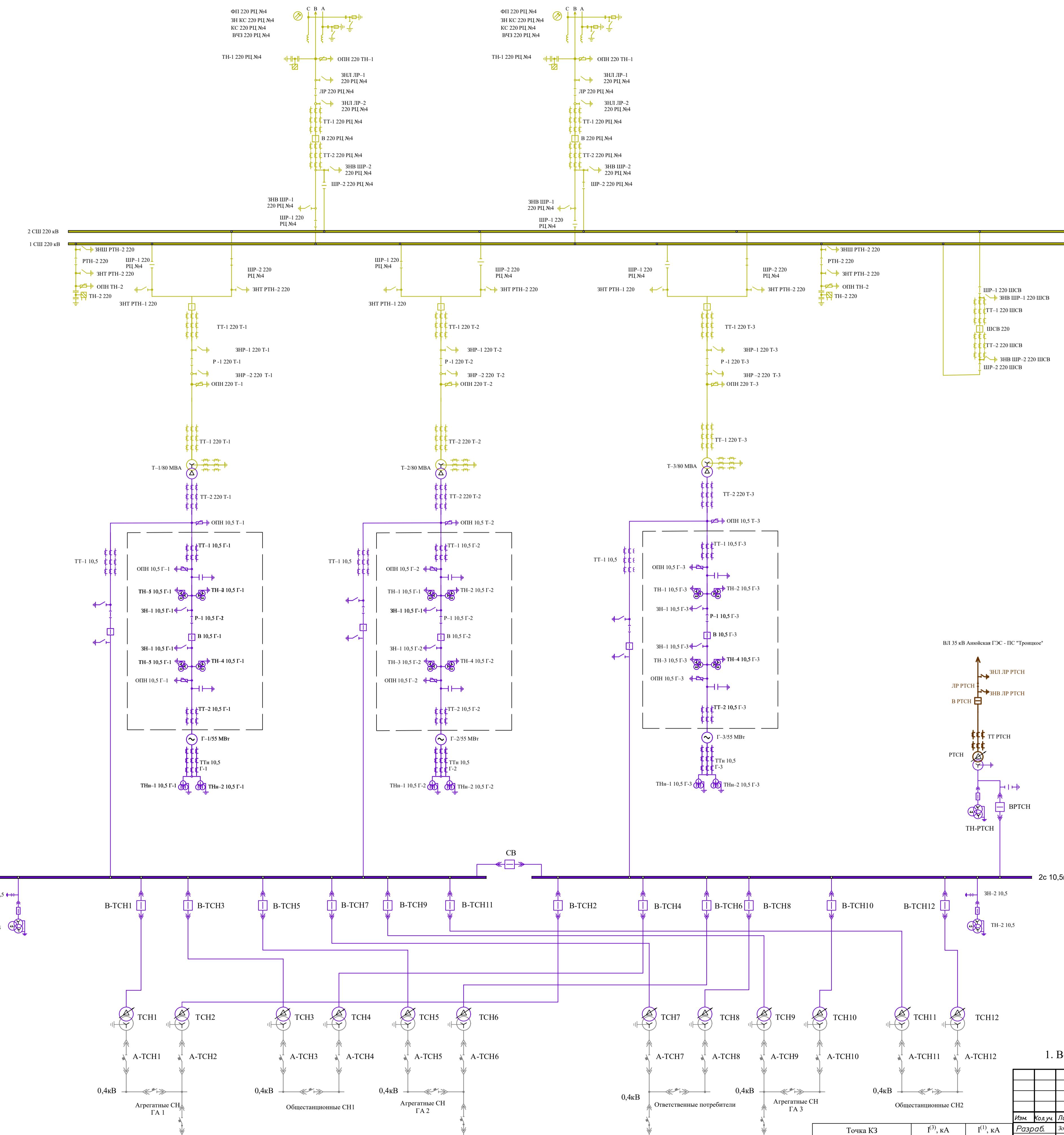


- Размеры и отмечки на чертеже даны в м.
- Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 – 541405646 – ГП.

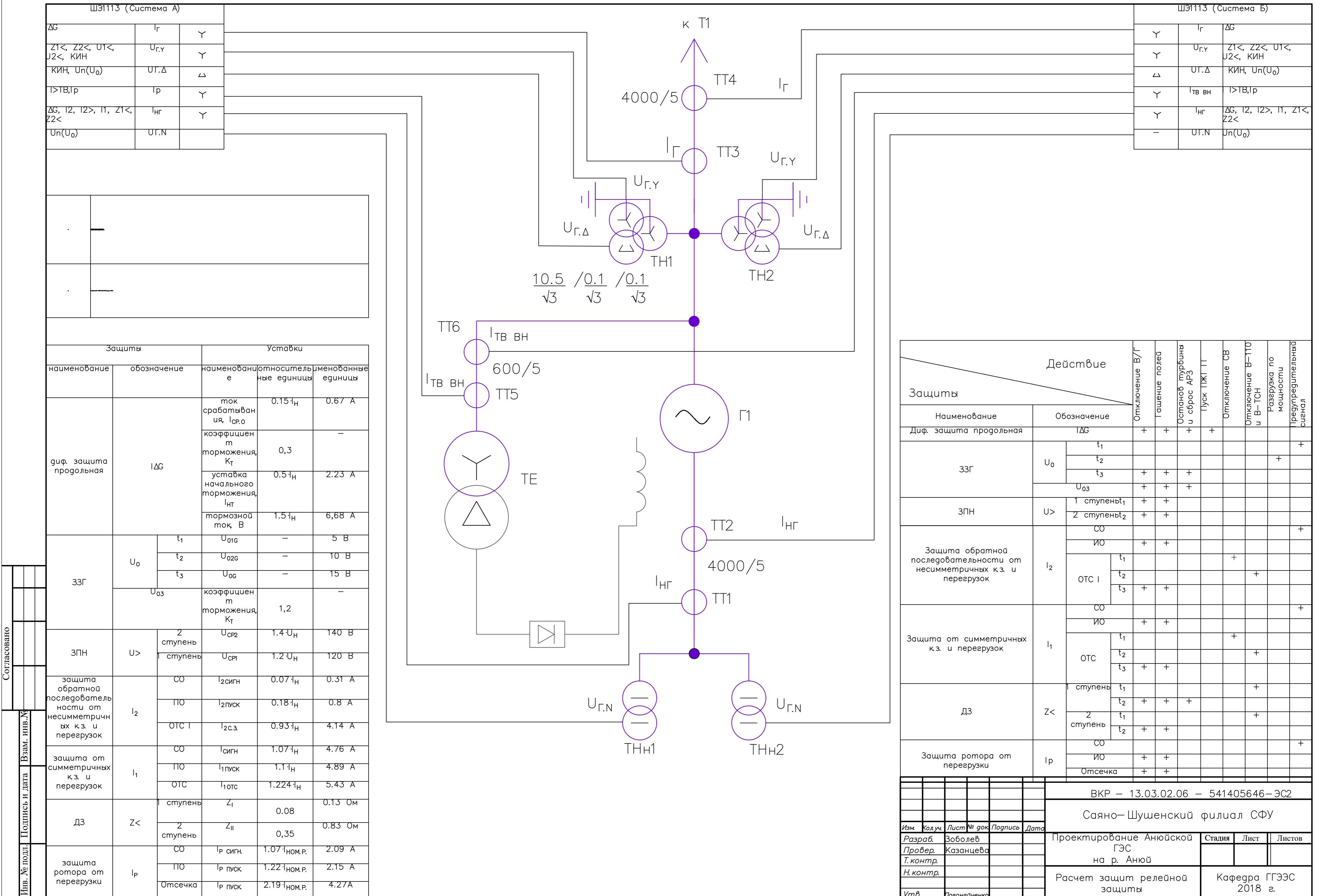
					VKR – 13.03.02 – 541405646 – ГРЗ
Саяно–Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Зоболев				Проектирование
Провер.	Лыбина				Анюйской ГЭС на р.
Т. контр.					Анюй
Н. контр.					Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий
					Кафедра ГТС
					Погоняченко

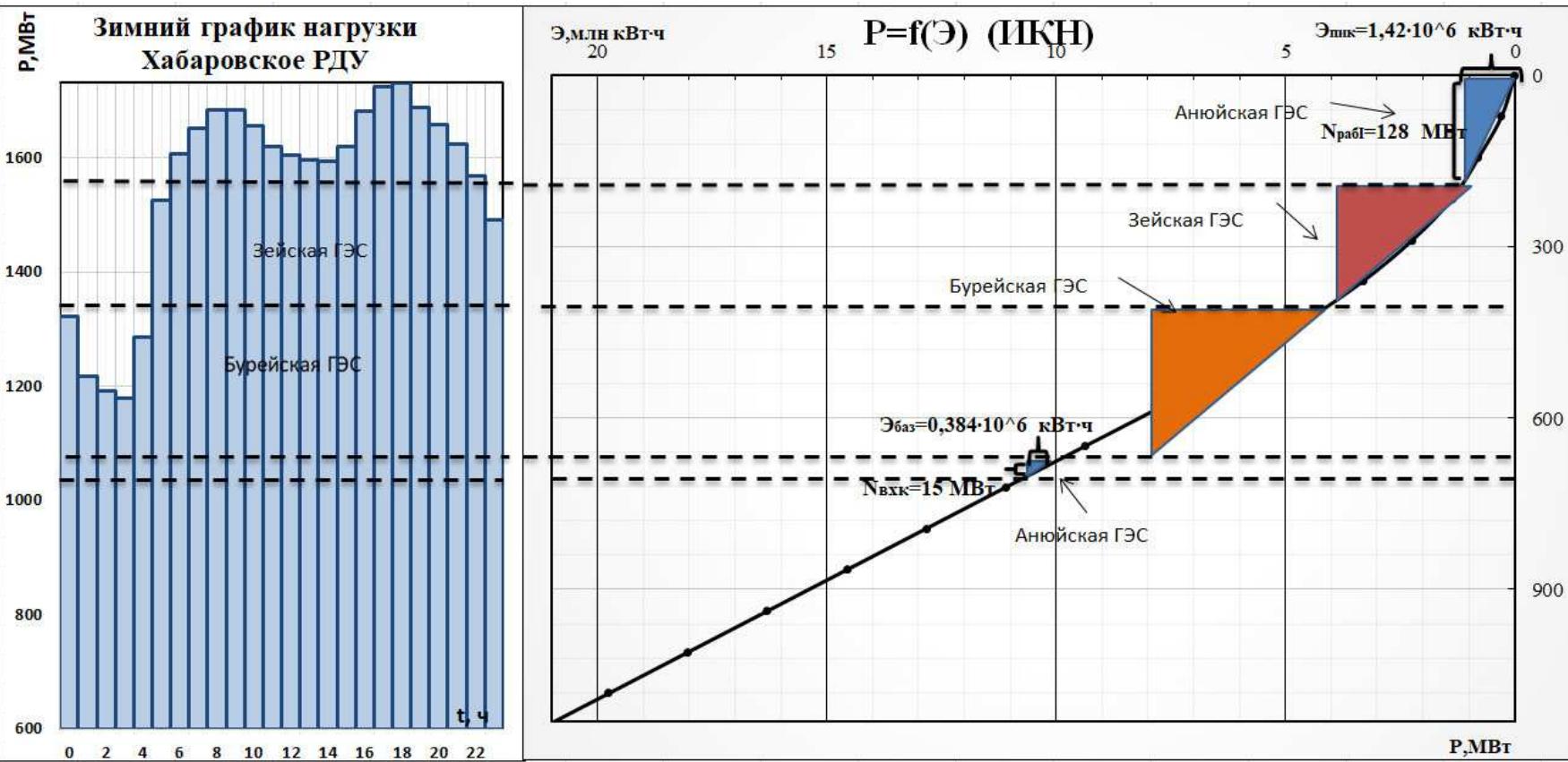
Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Аниойская ГЭС - РЦ №1	ВЛ 220 кВ Аниойская ГЭС - РЦ №2
Конструкция фаз линии	AC 240/32	AC 240/32

Фильтр присоединения 77-1000 кГц
ВЧ заградитель 220/ $\sqrt{3}$ кВ
Конденсатор связи 220/ $\sqrt{3}$ кВ; 3200 пФ
Оптический трансформатор напряжения 220 кВ; 220/ $\sqrt{3}$
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Разъединитель 220кВ, 1250A
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА
Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-220 Уном=220 кВ; Iном=2500 A
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Разъединитель 220кВ, 1250A
Сборные шины 220 кВ
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Разъединитель 220кВ, 1250A
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
ОПН 220кВ
Оптический трансформатор напряжения 220 кВ; 220/ $\sqrt{3}$
Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-220 Уном=220 кВ; Iном=2500 A
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
ОПН 220кВ
Трансформатор тока встроенный 220кВ; 50кА
Трансформатор трехфазный Т1, Т2, Т3 ТД 80000/220 Уном = 242/ 10,5кВ Ук.вн-нн = 11%
Трансформатор тока 20 кВ; 6300 A;
Генераторный комплекс КАГ - 20 Выключатель элегазовый ВГГ - 20 - 90/8000 Уном = 20 кВ Iном = 8 кА
Трансформатор тока 20 кВ; 6300 A;
Трансформатор трехфазный РТСН ТМ 1000/35/0,4 1МВА Уном = 35/0,4 кВ Ук.вн-нн = 7,2%
Гидрогенератор СВ-808/130-40У4Уном = 10,5 кВ cos = 0,85
Автоматический выключатель 630 A
Секция 10,5 кВ
Дизель-генераторная установка ДГУ БМ - Камминс - 1800 1,8 МВА Уном = 0,4кВ



Точка КЗ	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
Шина 220 кВ	4,31	1,77
Провер.	Погоняченко	
Г. констр.		
Н. констр.		
Утд.	Погоняченко	
Проектирование Аниойской ГЭС на реке Аниой		
Стадия	Лист	Листов

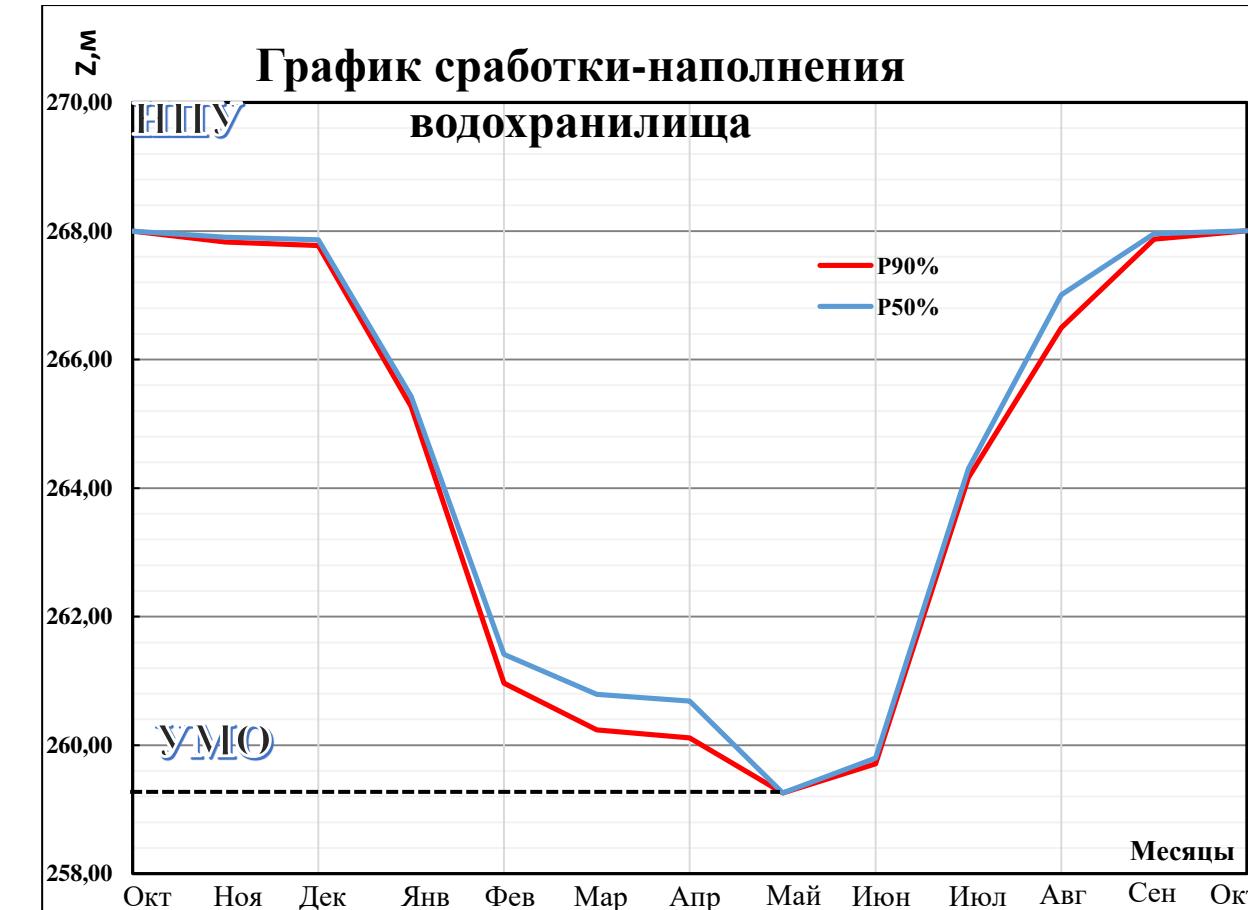
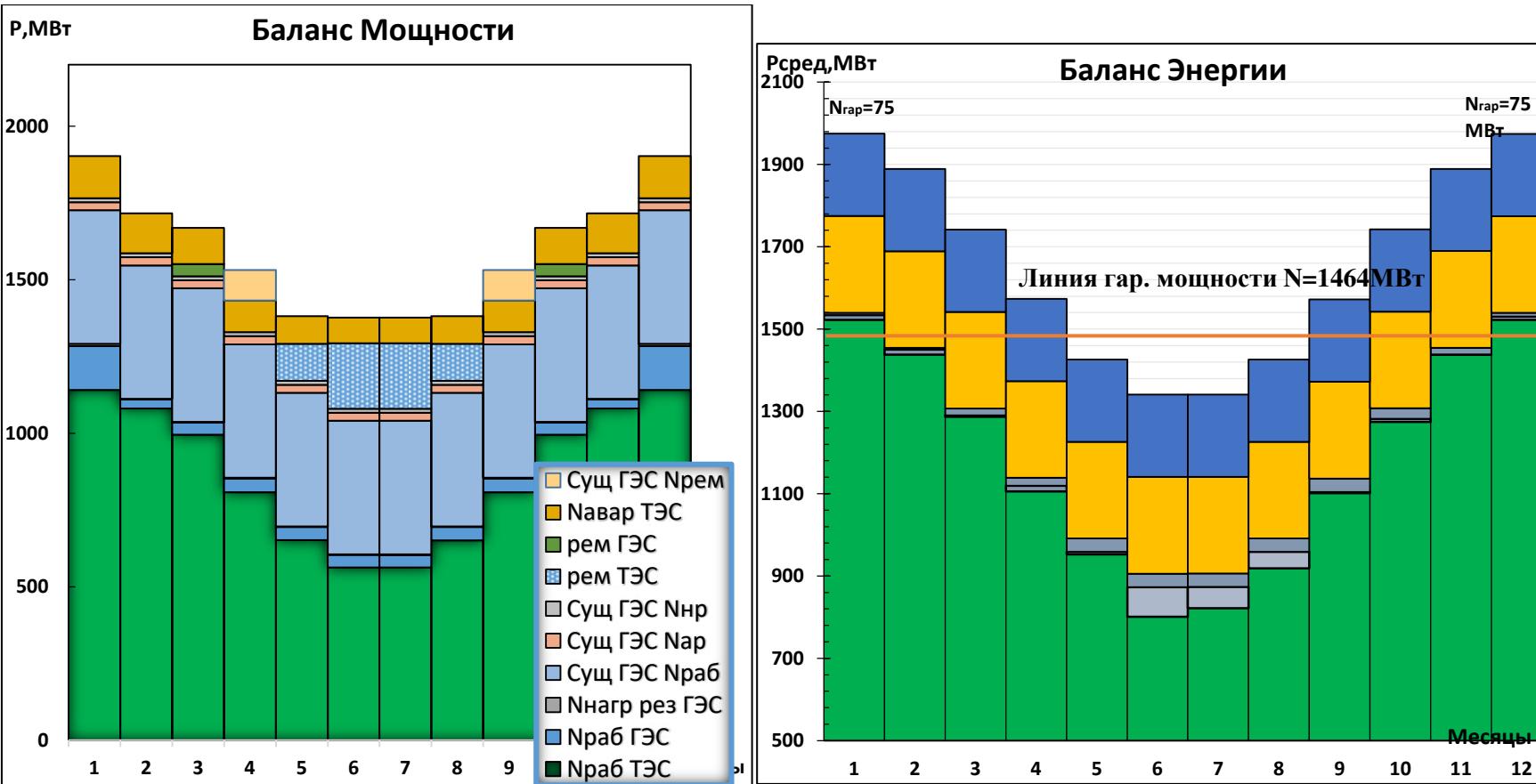




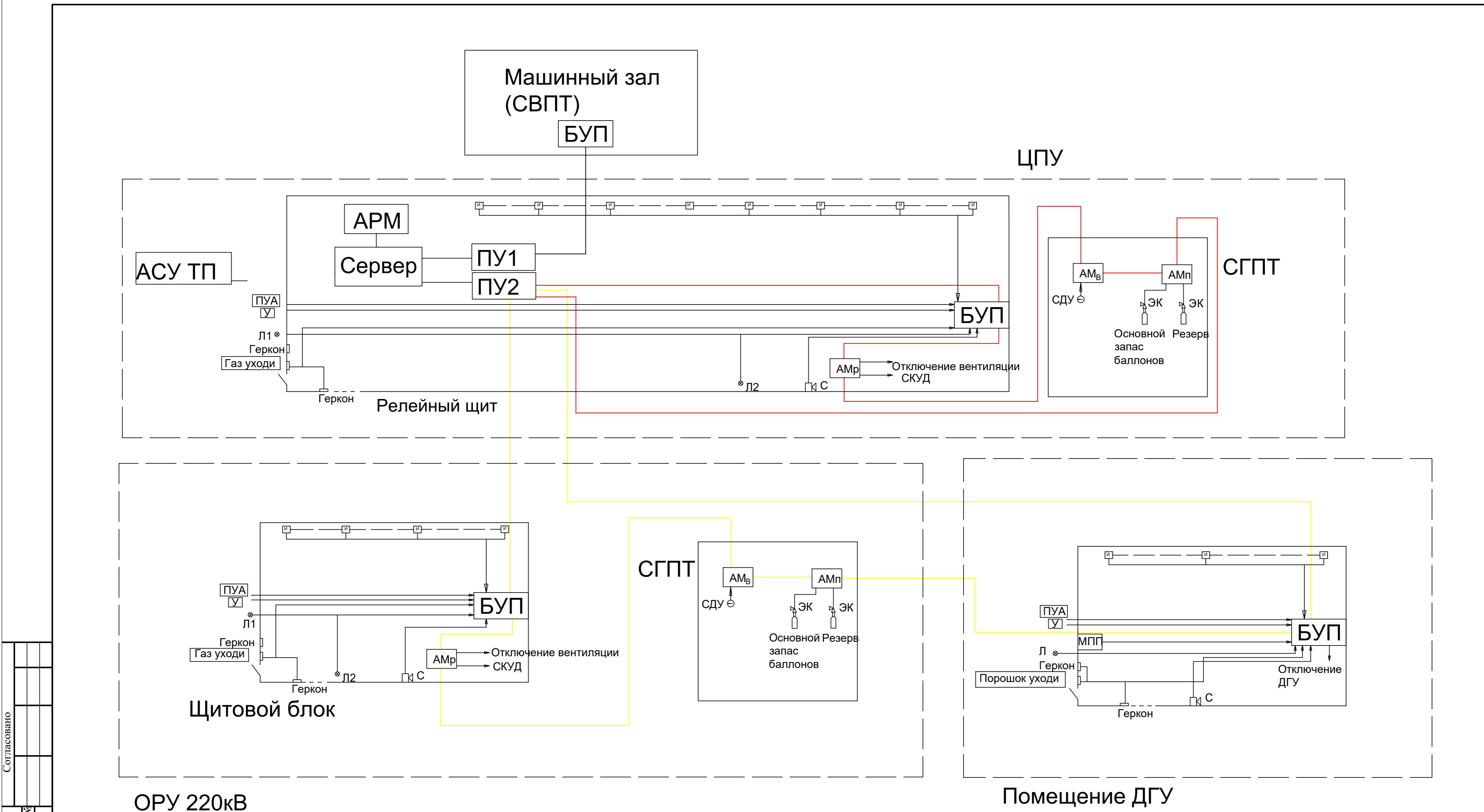
**Выбор установленной мощности Анюйской ГЭС:**  
Отметка НПУ 268,00 м.  
Отметка УМО 259,25 м.

**Среднемноголетняя выработка:**  
 $\bar{E} = 0,364 \text{ млрд кВт * ч.}$

**Установленная мощность:**  
 $N_{УСТ} = 150 \text{ МВт.}$







Инв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

						VKP – 13.03.02 – 541405646
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Саяно–Шушенский филиал СФУ
Разраб.	Зоболев					Проектирование Анюйской ГЭС на реке Анюй
Провер.	Волошин					
Т. контр.						
Н. контр.						Установки газового и порошкового пожаротушения
Утв.	Погоняченко					Кафедра ГГЭС, 2018 г

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

**САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ**  
институт

**Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей**

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

**И.Ю. Погоняйченко**

подпись

«17» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника**  
код - наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНЮЙ. УСТАНОВКИ И  
СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГАЗОВОГО И ПОРОШКОВОГО  
ПОЖАРОТУШЕНИЯ, ПОЖАРНОЙ АВТОМАТИКИ И СИГНАЛИЗАЦИИ  
НА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС И РУ**

тема

Руководитель 07.06.2017 подпись, дата **А. М. Волошин**  
преподаватель кафедры  
ГЭЭС СиФУ  
должность  
инициалы, фамилия  
Выпускник 07.06.2017 подпись, дата **Н. С. Зоболев**  
инициалы, фамилия