

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛДАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН.  
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
В ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ  
тема

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

кандидат технических наук  
доцент кафедры ГГЭС  
должность

Л.В. Толстихина  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.А. Амельчакова  
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан. Геоинформационные технологии в гидроэнергетическом проектировании».

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и  
автоматизация энергетических систем

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Алданской ГЭС.....	7
1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции .....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат района .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Инженерно–геологическое изыскание .....	10
1.1.4 Сейсмологические условия.....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	11
1.3 Аналог проектируемого гидроузла .....	11
2 Водно–энергетические расчеты.....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные .....	12
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности стока .....	13
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года.....	14
2.1.5 Определение типа регулирования .....	16
2.2 Определение 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 Алданской ГЭС .....	19
2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям средневодного года .....	19
2.3 Баланс энергии и мощности.....	20
2.3.1 Баланс энергии.....	20
2.3.2 Баланс мощности .....	20
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование.....	22
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	22
3.1.1 Построение режимного поля .....	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам....	23
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	26
3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	28
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	28
3.2.2 Расчет вала и подшипников .....	29
3.2.3 Выбор типа и размеров маслonaпорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения .....	30
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала 31	
3.4 Подъемно–транспортное оборудование .....	32
4 Электрическая часть .....	33
4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд .....	33
4.1.1 Выбор силовых трансформаторов.....	33

4.1.2	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения .....	34
4.1.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико–экономического обоснования (ТЭО) .....	35
4.2	Выбор электротехнического оборудования.....	36
4.2.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	36
4.2.2	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима .....	40
4.2.3	Выбор силовых выключателей и разъединителей.....	41
4.2.4	Выбор измерительных трансформаторов .....	42
4.2.5	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров	43
4.2.6	Выбор дизель-генераторной установки (ДГУ) .....	43
5	Устройства микропроцессорной защиты и автоматизации энергетических систем.....	44
5.1	Перечень защит основного электрооборудования .....	44
5.1.1	На главном генераторе ГГ(GG) СВ-1500/170-96 УХЛ4 .....	44
5.1.2	На вспомогательном генераторе В-340/75-18 УХЛ4.....	44
5.1.3	На силовом трансформаторе блока ТДЦ-250000/500 УХЛ1.....	45
5.1.4	На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-5500/13,8 У4 .....	45
5.1.5	На линиях электропередачи 500 кВ.....	45
5.2	Расчет защит и выбор уставок .....	45
5.2.1	Продольная дифференциальная защита главного генератора ( $I_{DG}$ ) .....	45
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ( $U_N(U_0)$ ) .....	47
5.2.3	Защита от повышения напряжения на главном генераторе ( $U1>$ ), ( $U2>$ )	49
5.2.4	Защита главного генератора обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )	50
5.2.5	Защита главного генератора от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	53
5.2.6	Дистанционная защита ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ ) .....	54
5.2.7	Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора ( $I_p$ ).....	57
5.3	Выбор комплекса защит блока «генератор-трансформатор» .....	58
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	59
6.1	Состав и компоновка гидроузла .....	59
6.2	Определение класса сооружений .....	59
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта .....	59
6.3.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	59
6.3.2	Определение ширины водосливного фронта и отметки ГУ .....	61
6.3.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	63
6.3.4	Расчет энергогасящего сооружения .....	64
6.4	Конструирование плотины .....	64
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	64
6.4.2	Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами .....	65

6.4.3	Быки .....	65
6.4.4	Устои .....	65
6.4.5	Галереи в теле глухой бетонной плотины.....	65
6.5	Конструирование элементов подземного контура плотины.....	66
6.5.1	Дренажные устройства.....	66
6.6	Конструирование элементов нижнего бьефа.....	66
6.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....	66
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	66
6.7.2	Оценка прочности плотины .....	69
6.7.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	71
6.7.4	Обоснование устойчивости плотины .....	72
6.8	Проектирование грунтовой плотины .....	72
7	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды .....	74
7.1	Мероприятия по охране труда .....	74
7.2	Пожарная безопасность .....	75
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности .....	75
7.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях .....	77
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Алданского гидроузла.....	78
7.3.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	78
7.3.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	79
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве .....	79
7.3.5	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	80
7.3.6	Водоохранная зона .....	81
7.3.7	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции .....	81
8	Технико–экономические показатели.....	83
8.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов .....	83
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	83
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии .....	83
8.1.3	Налоговые расходы .....	85
8.2	Оценка суммы прибыли .....	86
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	87
8.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта..	87
8.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта .....	88
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	88
8.4	Анализ рисков инвестиционных проектов .....	89
9	Геоинформационные технологии в гидроэнергетическом проектировании ..	91
9.1	Актуальность проблемы .....	91
9.2	Определение исходных данных с помощью геоинформационных технологий.....	92
9.3	Выбор основного гидроэнергетического оборудования для контрольного примера.....	96

9.4 Выводы.....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	99
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г .....	103

## Сокращенный паспорт Алданской ГЭС

1. Наименование реки.....Алдан;
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха (Якутия);
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....2734 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин.....5589 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,01%.....21322 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%.....18621 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....750 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка: НПУ.....180 м;  
ФПУ.....182,5 м;  
УМО.....175,33 м;
  - в) объемы: полный.....59,66 км<sup>3</sup>;  
полезный.....19,85 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....24,9 м;
  - б) расчетный.....18,98 м;
  - в) минимальный.....16,07 м;
- Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная.....900 МВт;  
гарантированная.....775 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....4,23 млрд. кВт·ч;
  - в) число часов использования установленной мощности.....4700 ч;
7. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....руслевое;
  - б) число агрегатов.....9;
  - в) грунт в основании.....гранит;
  - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
  - е) расстояние между осями агрегатов.....32,85 м;
8. Основное оборудование:
  - а) тип турбины.....ПЛ30а-В-900;
  - б) тип генератора.....СВ-1500/170-96 УХЛ4
  - в) полная мощность генератора.....117,65 МВА;
  - г) активная мощность генератора.....100 МВт;
  - д) частота вращения.....62,5 об/мин;
  - е) тип трансформаторов.....ТДЦ-250000/500 УХЛ1;
- Водосбросные сооружения:
  - а) тип.....донный водослив;
  - б) число и ширина пролетов.....12 отверстий по 16 м;

- в) общая длина.....176 м;
- г) максимальная высота.....35,05 м;
- д) тип рабочего затвора.....плоский;
- 9. Бетонная и грунтовая плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) глухая бетонная.....220,1 м/ 31,6 м;
  - б) грунтовая земляная насыпная.....702 м/ 35,05 м;
- 11. Техничко–экономические показатели:
  - а) удельные показатели.....1100 долл/кВт;
  - б) себестоимость энергии.....1,6 руб/кВт·ч;
  - в) срок окупаемости.....106 месяцев.

# 1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции

Алдан – река, протекающая в Республике Саха (Якутия). Является правым и крупнейшим притоком реки Лена. Самая многоводная река-приток в России и шестая по объему стока среди всех российских рек. Протекает в Якутии, водосбор также включает северо-западную часть Хабаровского края. Бассейн реки 729 тыс. км<sup>2</sup>, длина 2273 км.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат района

Климат – резко континентальный.

Самый холодный месяц – январь (средняя температура воздуха –40°С), самый тёплый – июль (средняя температура воздуха +19°С). Среднегодовая температура –8,9°С. Ясных дней в году – около 40.

Безморозный период длится около 5 месяцев. Устойчивый снежный покров формируется в октябре, сходит в мае (в среднем 190–200 дней в году). Максимальная высота снега колеблется в пределах 34–86 см.

Годовое количество осадков – 360 мм. Относительная влажность воздуха в течение года стабильна и составляет в среднем 70%.

Скорость ветра от 0,6 до 2,4 м/с, средняя – 1,6 м/с. В зимнее время преимущественно штиль или ветер в северном направлении.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Алдан за период 1935–1984 гг. представлен в Приложении А, таблица А.1.

Зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища и площади затопления представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Зависимости отметок верхнего и нижнего бьефа от параметров стока

Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища		Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода			
		зимняя		летняя	
ZВБ, м	V, км <sup>3</sup>	ZНБ, м	Q <sub>зим</sub> , м <sup>3</sup> /с	ZНБ, м	Q <sub>лет</sub> , м <sup>3</sup> /с
154,0	0	154,0	0	154,0	0
169,5	10	160,2	5000	159,1	5000
175,4	20	164,6	10000	163,0	10000
177,7	30	168,4	15000	166,2	15000
178,9	40	171,9	20000	169,1	20000
179,5	50	175,1	25000	171,9	25000
180,0	60	178,1	30000	174,5	30000
180,4	70	181,0	35000	177,0	35000
180,7	80			179,3	40000

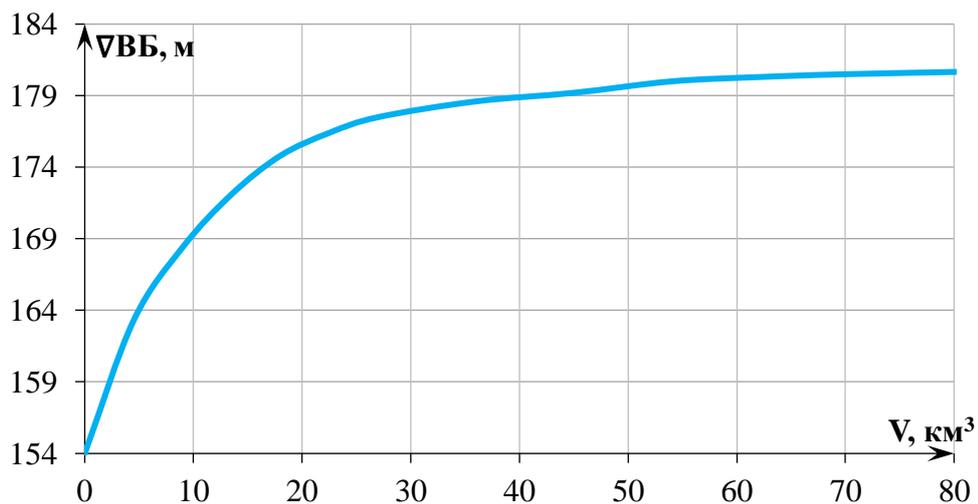


Рисунок 1.1 – Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища

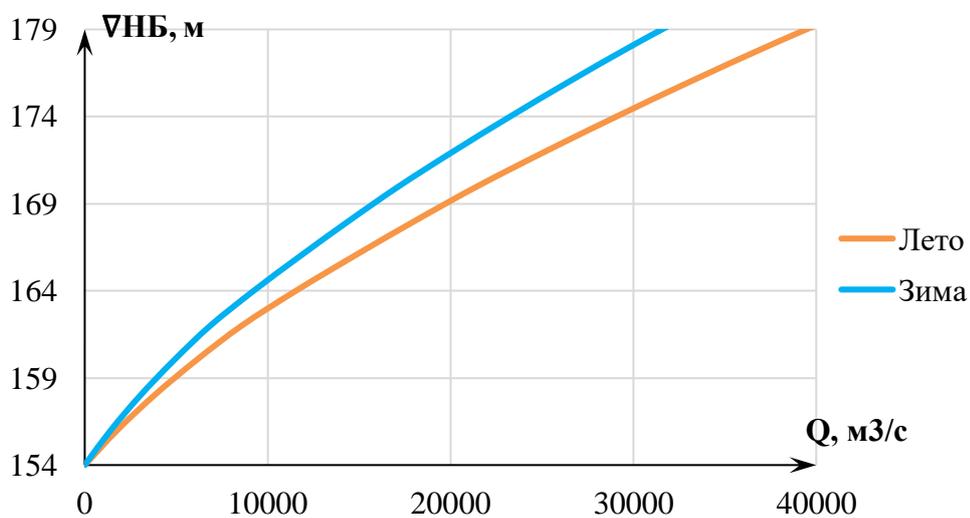


Рисунок 1.2 – Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

### 1.1.3 Инженерно-геологическое изыскание

Местоположение створа представлена на рисунке 1.3.

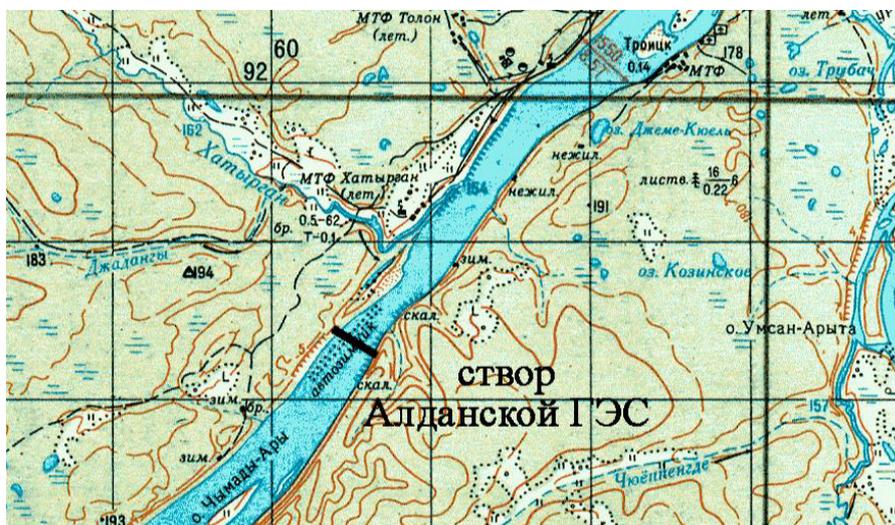


Рисунок 1.3 – Местоположение створа Алданской ГЭС

По данным геологической карты в районе створа Алданской ГЭС не обнаружено зон контакта тектонических плит.

На рисунке 1.4 показан разрез по створу реки Алдан в районе Алданской ГЭС.

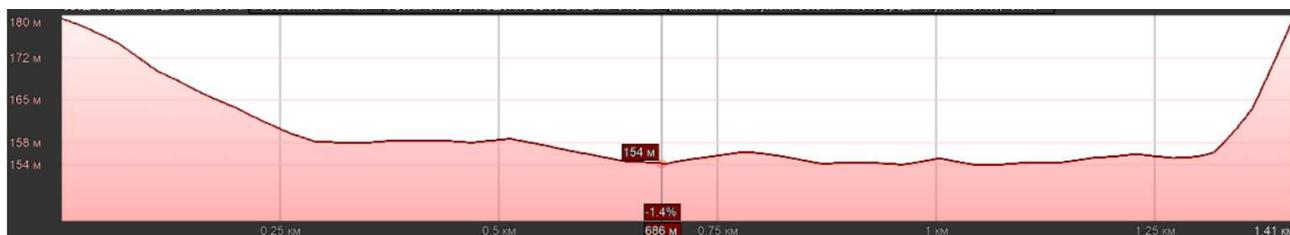


Рисунок 1.4 – Разрез по створу реки Алдан

### 1.1.4 Сейсмологические условия

Вероятность возникновения и возможное превышение сейсмической активности в баллах шкалы MSK–64 за 50 лет определяется в 9 баллов.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленных мощностей электростанции, находящиеся в ОЭС Востока приведена в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Структура установленных мощностей ОЭС Востока

Тип электростанции	ГЭС	ТЭЦ	Итого
Установленная мощность, МВт	4617,5	6647,2	11264,7
Доля от установленной мощности в энергосистеме, %	41	59	100

Гидроэлектростанции, расположенные в ОЭС Востока:

- Бурейская ГЭС, с установленной мощностью 2010 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 17,8%;
- Нижнебурейская ГЭС, с установленной мощностью 320 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 2,8%;
- Зейская ГЭС, с установленной мощностью 1330 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 11,8%;
- Каскад Вилюйских ГЭС, с установленной мощностью 680 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 6,0%;
- Светлинская ГЭС, с установленной мощностью 277,5 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 2,4%;

### 1.3 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве «ГЭС–аналога» для Алданской ГЭС в ходе проектирования выбрана Нижне–Бурейская ГЭС по конструкции сооружения и конструкции гидротурбинного оборудования.

## 2 Водно–энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (таблица 1.1, рисунок 1.1 – 1.2);
- энергосистема – ОЭС Востока;
- коэффициент мощности:  $k_N = 8,8$ ;
- потери напора в водопроводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,2$ ;
- нормальный подпорный уровень Алданской ГЭС:  $\nabla_{НПУ} = 180$  м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Алдан за период 1935–1984 гг. (Приложение А, таблица А.1);
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»);
- требования участников ВХК и потери воды (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК, м <sup>3</sup> /с	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Сан. попуск, м <sup>3</sup> /с	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Фильтрация, м <sup>3</sup> /с	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Испарение, м <sup>3</sup> /с	3	2	2	2	43	103	41	25	22	11	5	4
Льдообразование, м <sup>3</sup> /с	37	33	20	4	-100	-64	0	0	0	7	26	37

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Из ряда гидрологических наблюдений (Приложение А, таблица А.1) для каждого года выбирается максимальный расход. Для определения параметров кривой обеспеченности определяем модульный коэффициент:

$$k = \frac{Q_n^{max}}{Q_{ср}^{max}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n^{max}$  – n–ый член ряда максимальных годовых расходов;  
 $Q_{ср}^{max}$  – среднее значение многолетнего максимального расхода.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,37}{50}} = 0,22, \quad (2.2)$$

где  $n$  – количество лет наблюдений.

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_V} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot C_V^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot 0,22^2}{2 \cdot (50-1)}} = 10,8\% . \quad (2.3)$$

Ошибка является допустимой.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов и среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента асимметрии максимальных расходов соответственно:

$$C_S = \frac{\sum(k-1)^3}{C_V^3 \cdot n} = \frac{0,19}{0,22^3 \cdot 50} = 0,37. \quad (2.4)$$

$$\delta_{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot C_V^2+5 \cdot C_V^4)}{n}}}{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot 0,22^2+5 \cdot 0,22^4)}{50}}}{0,37} = 107,6\%. \quad (2.5)$$

Ошибка не является допустимой, поэтому принимаем  $C_S = 2 \cdot C_V = 0,44$ .  
Определяем класс сооружения по [25]. Для этого составим таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Критерии выбора класса гидротехнического сооружения

Критерии	Класс
Грунтовая плотина (на скальном основании) Н=26 м	III
Бетонная плотина (на скальном основании) Н=26 м	III
ГЭС мощностью от 300 до 1000 МВт $N_{\text{вет.}}=900$ МВт	II
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (более 3000 чел.): 3500 чел.	I

Назначаем I класс гидротехнического сооружения (по результатам таблицы 2.1). Поэтому необходимо назначить обеспеченности поверочного и основного расходов по [26]. Для этого необходимо найти параметры обеспеченности по формулам 2.6–2.8:

$$M_S = C_V \cdot \varphi, \quad (2.6)$$

$$k_S = M_S + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_S = Q_{\text{ср}}^{\text{max}} \cdot k_S. \quad (2.8)$$

Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов максимальных расходов

p, %	$\varphi$	$M_S$	$k_S$	$Q_S, \text{м}^3/\text{с}$	Расход
0,01	4,7	1,023	2,023	21322	поверочный
0,1	3,72	0,81	1,81	18621	основной

### 2.1.3 Кривые обеспеченности стока

Для водно–энергетических расчетов необходимо определить расчетные значения расходов 50% обеспеченности (средневодный год) и 90% обеспеченности (маловодный год). Для этого в первом приближении в период

половодья попадают месяцы, у которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Эти расходы ранжируются по убыванию. Далее кривые обеспеченности строятся по эмпирической формуле:

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

где  $p(m)$  – обеспеченность стока;

$m$  – порядковый номер элемента ряда расходов, ранжированная по убыванию

Построим эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых расходов, расходов в половодье и расходов в межень (рисунок 2.1).

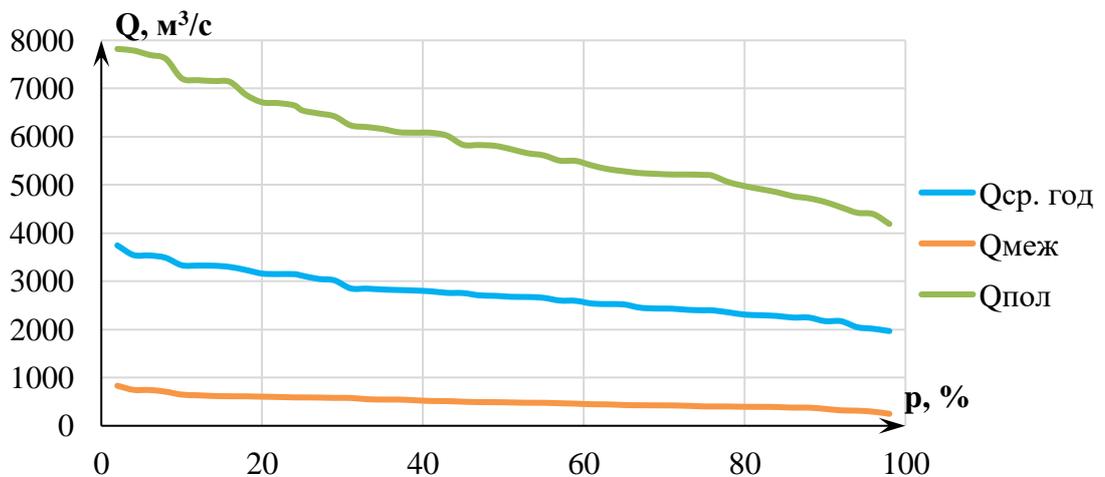


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

#### 2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Проанализируем эмпирическую кривую обеспеченности для среднегодовых расходов. Получаем, что маловодный год (90% обеспеченности) – это 1964 год (90%). Средневодному году (50% обеспеченности) соответствует два значения: 1976 (49%) и 1950 (51%) года..

Рассмотрим средневодный год:

- для 1976 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1951}}{Q_{1976}} = \frac{490}{459} = 1,07, \quad (2.10)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{1937}}{Q_{1976}} = \frac{5810}{5832} = 0,996. \quad (2.11)$$

- для 1950 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1984}}{Q_{1950}} = \frac{484}{426} = 1,14, \quad (2.12)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1984}}{Q_{1950}} = \frac{5740}{5828} = 0,98. \quad (2.13)$$

В качестве расчетного маловодного года принимается 1976 год, так как коэффициенты приведения по половодью и межени ближе к единице.

Рассмотрим маловодный год:

- для 1964 года:

Коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно:

$$K_M = \frac{Q_{1945}}{Q_{1964}} = \frac{351}{320} = 1,097, \quad (2.14)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1941}}{Q_{1964}} = \frac{4646}{4766} = 0,975. \quad (2.15)$$

После определения маловодного и средневодного годов, построим гидрографы, проведя необходимые корректировки (таблица 2.4 и рисунок 2.2).

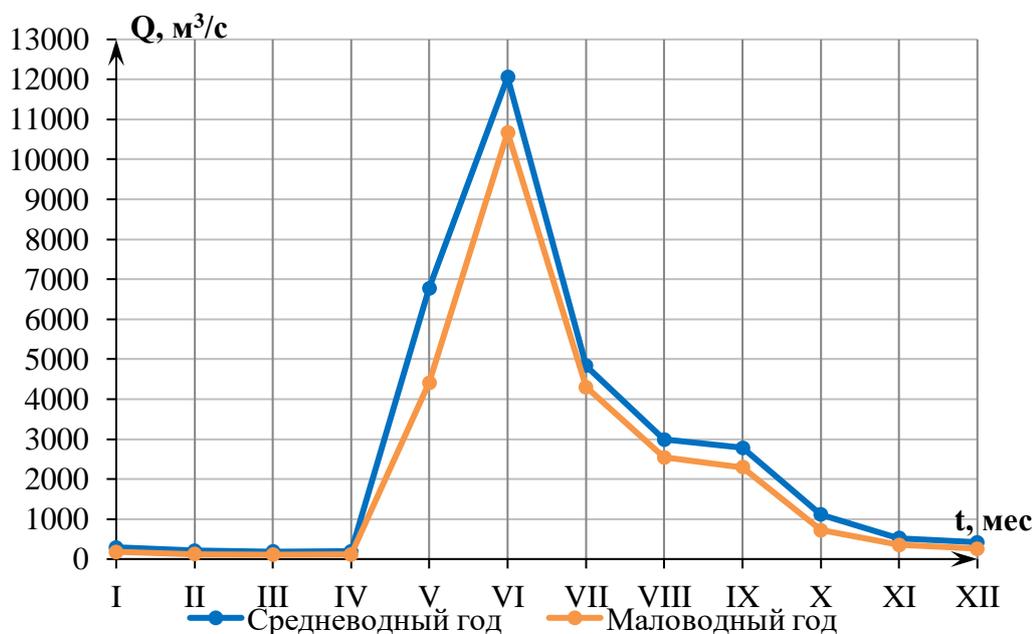


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Таблица 2.4 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	$Q_{50\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$		$Q_{90\%}^t, \text{ м}^3/\text{с}$	
	исходный	скорректированный	исходный	скорректированный
январь	289	289	178	178
февраль	213	213	122	122
март	183	183	109	109
апрель	196	196	112	112
май	8278	6778	4412	4412
июнь	9055	12055	10673	10673
июль	4836	4836	4300	4300
август	2988	2988	2541	2541
сентябрь	4280	2780	2297	2297
октябрь	1116	1116	720	720
ноябрь	523	523	351	351
декабрь	416	416	255	255

## 2.1.5 Определение типа регулирования

Для того, чтобы найти полезный объем водохранилища, нужно задаться приблизительной отметкой уровня мёртвого объема (УМО). Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня верхнего бьефа на 33%. Отсюда приблизительная отметка УМО:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{УМО пр}} &= \nabla_{\text{НПУ}} - (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}) \cdot 0,33 = 180 - (180 - 154) \cdot 0,33 = \\ &= 171,42 \text{ м.} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Объем водохранилища при отметке НПУ и приблизительной отметкой УМО определяем по зависимости отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (рисунок 1.1).

$$\text{Принимается } W_{\nabla_{\text{НПУ}}} = 59,66 \text{ км}^3, W_{\nabla_{\text{УМО пр}}} = 12,38 \text{ км}^3.$$

Полезный объем водохранилища и среднегоголетний сток соответственно:

$$W_{\text{полезный}} = W_{\nabla_{\text{НПУ}}} - W_{\nabla_{\text{УМО пр}}} = 59,66 - 12,38 = 47,28 \text{ км}^3. \quad (2.17)$$

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot T = 2734 \cdot 31536000 = 86,22 \text{ км}^3, \quad (2.18)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднегоголетний расход;  
 $T$  – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{47,28}{86,22} = 0,55. \quad (2.19)$$

Принимаем годичный тип регулирования, так как коэффициент зарегулированности стока входит в пределы годичного коэффициента зарегулированности стока ( $\beta_{\text{год}}=0,1-0,6$ ).

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

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Определим среднемесячные мощности для маловодного года. Это можно сделать, имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и сведения о потере воды из водохранилища.

Полезный бытовой расход определяется по формуле:

$$Q_{\text{п.быт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{л}}^t - Q_{\text{ф}}^t, \quad (2.20)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.4);  
 $Q_{и}^t, Q_{л}^t, Q_{ф}^t$  – потери воды из водохранилища: испарение, льдообразование, фильтрация  $t$ -го месяца (таблица 2.1);

Напор на ГЭС определяется с учетом потерь, как разность отметок верхнего бьефа, который принимается равной отметке НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по зависимости отметки нижнего бьефа от расхода (рисунок 1.3).

Полезная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{пол}^t = k_N \cdot Q_{п.быт}^t \cdot H^t, \quad (2.21)$$

где  $H^t$  – напор, соответствующий расчетному расходу в  $t$ -ом месяце.

Результаты расчета сведены в Приложении Б, таблицу Б.1

За первый месяц сработки принимает первый месяц после половодья, в котором полезная бытовая мощность становится меньше, чем мощность требования водохозяйственного комплекса. Это месяц октябрь. Под регулирование попадают 4 месяца (ноябрь, декабрь, январь, февраль), остальные месяцы работает с мощностью требований ВХК.

Полезная мощность станции, мощность требования ВХК и их разность представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Мощность полезная и мощность требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{пол}^t$ , МВт	45	28	26	31	791	1494	759	474	431	218	102	70
$N_{ВХК}^t$ , МВт	313	313	313	313	318	318	318	318	318	313	313	313
$N_{пол}^t - N_{ВХК}^t$ , МВт	-268	-285	-287	-282	473	1176	441	156	113	-95	-211	-243

Найдем дефицит мощности как:

$$\sum_{t=1}^{12} (N_{пол}^t - N_{ВХК}^t) = 688 \text{ МВт}. \quad (2.22)$$

Дефицит мощности необходим для определения гарантированной мощности для первой итерации сработки.

### 2.2.2 Водно–энергетические расчеты по условию маловодного года

Задачей водно–энергетического расчета (ВЭР) является определение гарантированных мощностей для каждого месяца работы ГЭС, определение уровня мертвого объема (УМО), среднемноголетнюю выработку. На основе ВЭР производится определение рабочих и установленных мощностей проектируемой станции.

На момент начала сработки (месяц ноябрь) водохранилище наполнено до уровня НПУ.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.быт}^t + Q_{вдхр}^t, \quad (2.23)$$

где  $Q_{\text{ВДХР}}^t$  – расход воды из водохранилища в  $t$ -ом месяце.

Величина  $Q_{\text{ВДХР}}^t$  изменяется в достижении нужной мощности, причем если вода берется из водохранилища, то берем знак «+», если оставляем в водохранилище знак «-».

Расход воды в нижнем бьефе определяем суммой расхода воды через ГЭС и потери воды из водохранилища через фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t - Q_{\text{ф}}^t. \quad (2.24)$$

При этом расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода по требованию ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища используем формулу:

$$\Delta W^t = Q_{\text{ВДХР}}^t \cdot t_{\text{мес}}, \quad (2.25)$$

где  $t_{\text{мес}}$  – число секунд в месяце.

Принимаем допущение, что расход в течение месяца постоянный и от месяца к месяцу изменяется мгновенно, отметка нижнего бьефа в течение месяца постоянна и так же, как и в верхнем бьефе, изменяется мгновенно, переходя от месяца к месяцу.

Отметка уровня воды в верхнем бьефе в конце месяца определяется зависимостью отметки ВБ от объема водохранилища (рисунок 1.2).

Напор на ГЭС рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t, \quad (2.26)$$

где  $z_{\text{ВБ.ср}}^t$  – среднее значение отметки уровня ВБ в  $t$ -ом месяце;

$z_{\text{НБ}}^t$  – отметка уровня нижнего бьефа, соответствующая расходу в нижний бьеф в  $t$ -ом месяце.

Мощность ГЭС в  $t$ -ом месяце:

$$N^t = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}}^t \cdot H^t. \quad (2.27)$$

Результаты сработки–наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в Приложении Б, таблица Б.2 (для первого приближения) и в Приложении Б, таблица Б.3 (для последнего приближения).

Результатом сработки–наполнения являются:

- гарантированная мощность:  $N_{\text{гар}}=775$  МВт;
- отметка уровня мертвого объема:  $\nabla_{\text{УМО}}=175,33$  м;
- полезный объем водохранилища:  $W_{\text{полезный}}=39,81$  км<sup>3</sup>;
- коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{39,81}{86,22} = 0,46; \quad (2.28)$$

### 2.2.3 Определение установленной мощности Алданской ГЭС

После выбора рабочих мощностей и резервов, посчитаем установленную мощность Алданской ГЭС.

Так как ремонтная площадь проектируемой ГЭС вписывается в баланс мощности, принимаем ремонтный резерв равным 0.

$$N_{рез}^{проект.ГЭС} = N_{нагр}^{проект.ГЭС} + N_{рем}^{проект.ГЭС} + N_{авар}^{проект.ГЭС} = 65 + 0 + 0 = 65 \text{ МВт} \quad (2.29)$$

$$N_{уст}^{проект.ГЭС} = N_{раб}^{дек} + N_{рез}^{проект.ГЭС} = 835 + 65 = 900 \text{ МВт} \quad (2.30)$$

### 2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям среднегодового года

Задачей ВЭР по условиям среднегодового года является определения среднемноголетней выработки. Для этого необходимо провести расчет по 2 вариантам:

- 1 вариант: сработка–наполнение по отметкам верхнего бьефа;
- 2 вариант: сработка–наполнение по гарантированной мощности.

Выработка станции в  $t$ -ом месяце определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^t = N^t \cdot T_{мес}, \quad (2.31)$$

где  $T_{мес}$  – число часов в месяце.

Среднемноголетняя выработка определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср.мн.лет}^{ГЭС} = \sum_{t=1}^{12} \mathcal{E}^t; \quad (2.32)$$

Результаты расчетов приведены в Приложении Б, таблица Б.4 (для работы по отметкам ВБ) и в Приложении Б, таблица Б.5 (для работы по гарантированной мощности).

Сравним среднемноголетние выработки по вариантам для того, чтобы определить наиболее оптимальный вариант сработки–наполнения. Для этого составляем таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Выбор варианта сработки–наполнения

	1 вариант	2 вариант
Выработка, млрд. кВт·ч	4,15	4,23

Из таблицы 2.6 видно, что вариант 2 (сработка–наполнение по гарантированной мощности) имеет наибольшую выработку и меньшие холостые сбросы. Поэтому принимаем, что среднемноголетняя выработка равна 4,23 млрд. кВт·ч. График сработки–наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

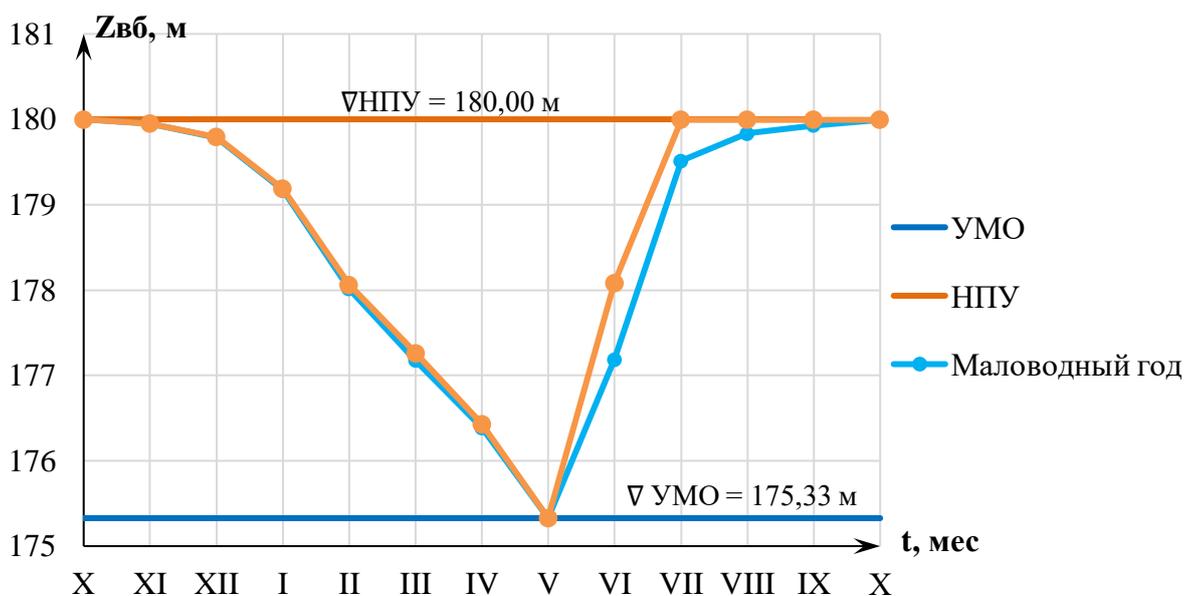


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища Алданской ГЭС

## 2.3 Баланс энергии и мощности

### 2.3.1 Баланс энергии

Чтобы построить баланс энергии необходимо знать среднемесячные мощности Алданской ГЭС, мощности требования ВХК, мощности генерации электростанции в ОЭС Востока, среднемесячные мощности ОЭС Востока. Баланс энергии представлен на плакате «Использование водной энергии».

### 2.3.2 Баланс мощности

Баланс мощности используется для планирования ремонта основного оборудования электростанции в энергосистеме. Ремонт оборудования ГЭС производится тогда, когда ГЭС не полностью используется в энергосистеме. Продолжительность ремонтов агрегатов ГЭС принимается 30 дней, а частота проведения – раз в 6 месяцев.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1149}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 192 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.33)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$  – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{900}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 150 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.34)$$

Принимаем ремонтную мощность ГЭС равной предполагаемой мощности одного агрегата, то есть 100 МВт.

Ремонт основного оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки агрегата на период ремонта 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней, блочные ТЭС – 30 дней.

Ремонтная площадь существующих ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{2} \cdot \frac{3}{2} \text{ месяц} = \frac{3384}{2} \cdot \frac{3}{2} = 2538 \text{ МВт} \cdot \text{мес}, \quad (2.35)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$  – установленная мощность существующих ТЭС.

Для построения баланса мощности энергосистемы составим таблицу (Приложение Б, таблица Б.6). Построение ведется по максимальным мощностям энергосистемы. Баланс мощности ЭС представлен на плакате «Использование водной энергии».

### 3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле необходимо для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Построение этих характеристик выполняется по следующим уравнениям:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВБ}(W_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где  $z_{ВБ}(W_{сраб})$  – отметка уровня верхнего бьефа, которая зависит от объема сработки водохранилища от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня нижнего бьефа, которая зависит от расхода в нижнем бьефе;

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

Определение ограничения работы ГЭС:

- ограничение слева является ограничением по минимальному расходу по условиям ВХК ( $Q_{ГЭС}^{min} = 750 \text{ м}^3/\text{с}$ );
- ограничение по установленной мощности, определяем уравнением 3.2;
- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определяем по зависимости 3.3.

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

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход ГЭС при расчетном напоре 18,98 м.

Результаты расчета показаны в таблице 3.1. Режимное поле Алданской ГЭС показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Алданской ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			$z_{НПУ}^{НБ}$ , м	$z_{УМО}^{ВБ}$ , м	$z_{ВБ}^p$ , м	Напорные характеристики			Ограничение по установленной мощности		Ограничение по пропускной способности	
$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$z_{НБ}^{лето}$ , м	$z_{НБ}^{зима}$ , м				$H_{НПУ}$ , м	$H_{УМО}$ , м	$H^p$ , м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	154,00	154,00	180	175,33	178,59	25,80	21,13	24,39	5388	18,98	4958	16,07
400	154,48	154,59	180	175,33	178,59	25,32	20,65	23,91	5357	19,09	4986	16,25
800	154,94	155,17	180	175,33	178,59	24,86	20,19	23,45	5327	19,2	5014	16,43
1200	155,39	155,72	180	175,33	178,59	24,41	19,74	23,00	5296	19,31	5041	16,61
1600	155,82	156,25	180	175,33	178,59	23,98	19,30	22,57	5266	19,42	5069	16,80
2000	156,25	156,76	180	175,33	178,59	23,55	18,88	22,14	5237	19,53	5096	16,98
2400	156,66	157,26	180	175,33	178,59	23,14	18,47	21,73	5207	19,64	5124	17,16
2800	157,06	157,74	180	175,33	178,59	22,74	18,07	21,33	5178	19,75	5151	17,34

### Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3200	157,46	158,21	180	175,33	178,59	22,34	17,67	20,93	5150	19,86	5178	17,52
3600	157,84	158,66	180	175,33	178,59	21,96	17,29	20,55	5121	19,97	5204	17,71
4000	158,21	159,11	180	175,33	178,59	21,59	16,92	20,18	5093	20,08	5231	17,89
4400	158,58	159,53	180	175,33	178,59	21,22	16,55	19,82	5066	20,19	5258	18,07
4800	158,93	159,95	180	175,33	178,59	20,87	16,20	19,46	5038	20,3	5284	18,25
5200	159,28	160,36	180	175,33	178,59	20,52	15,85	19,11	5011	20,41	5310	18,43
5600	159,62	160,76	180	175,33	178,59	20,18	15,51	18,77	4984	20,52	5337	18,62
6000	159,95	161,14	180	175,33	178,59	19,85	15,18	18,44	4957	20,63	5363	18,80
6400	160,28	161,52	180	175,33	178,59	19,52	14,85	18,11	4931	20,74	5388	18,98

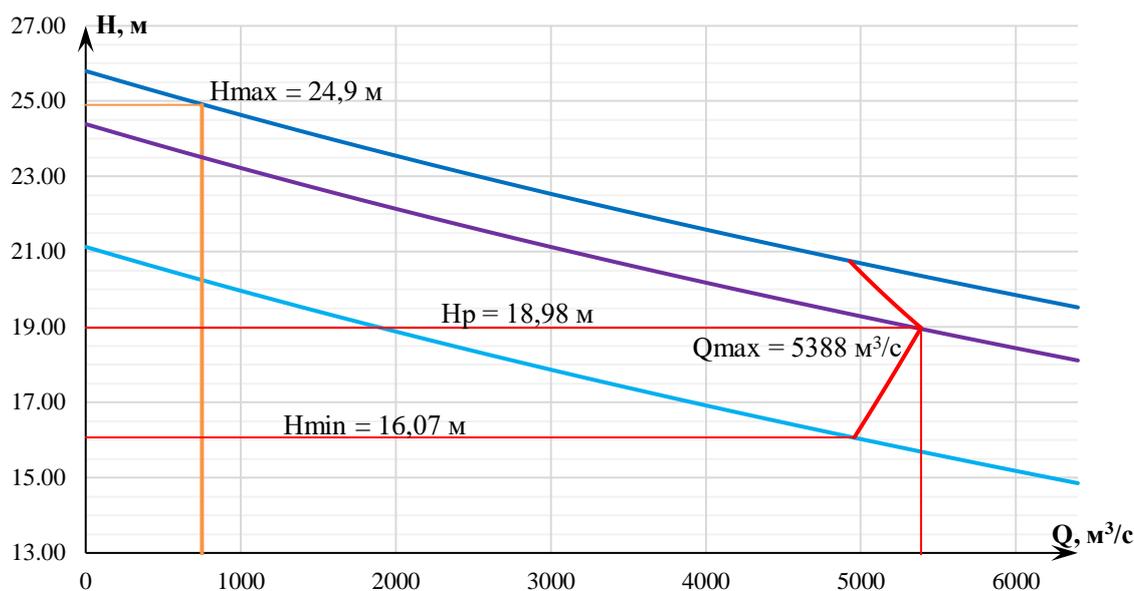


Рисунок 3.1 – Режимное поле Алданской ГЭС

Из режимного поля определены следующие параметры:

- максимальный напор:  $H_{\text{max}}=24,9$  м, при минимальном расходе ГЭС равным  $750 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- расчетный напор:  $H_p=18,98$  м, при максимальном расходе ГЭС равным  $5388 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- минимальный напор:  $H_{\text{min}}=16,07$  м.

Эти параметры необходимы выбора типа гидротурбинного оборудования.

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Начальным этапом выбора энергетического оборудования является анализ режимного поля. При минимальном расходе в отметке НПУ получается, максимальный напор 24,9 метра. Поэтому подойдут турбины с максимальным напором до 30 метров.

Из каталога подходят турбины системы поворотно–лопастных, двух типов: ПЛ30а–В и ПЛ30б–В.

Используя исходные данные и таблицу 3.2 можно производить расчет. Для начала необходимо задаться диаметрами рабочего колеса. Диапазон диаметров РК для ПЛ–турбин (1,25–10) м.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Предельный напор гидротурбины	$H_{пред}, м$	30	30
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, мин^{-1}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{opt}, л/с$	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,912	0,911
Максимальный приведенный расход	$Q'_{max}, л/с$	1950	1900
Коэффициент кавитации при максимальном приведенном расходе	$\sigma(Q'_{max})$	1	1
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{1m}, м$	0,46	0,46
Напор на модельной турбине	$H_m, м$	4	8
Температура воды испытаний модельной турбины	$t_m, ^\circ C$	5	21

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_m}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_n, \eta_m$  – КПД натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon = 0,75$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

$D_1, D_{1m}$  – диаметры натуральных и модельных рабочих колес;

$H_p^N, H_m$  – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

$v_n, v_m$  – коэффициенты кинематической вязкости натурной и модельной гидротурбины, зависящие от температуры.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N'_{GA} = 9,81 \cdot Q'_{p.m.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_m \cdot \eta_z^{cp}, \quad (3.5)$$

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

$\eta_z^{cp}$  – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{GA} = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{N'_{GA}}. \quad (3.6)$$

Для того чтобы найти уточненную мощность агрегата, нужно принять уточненное число агрегатов  $Z_{GA}$ . Нужно приведенное число агрегатов округлить до большего целого числа. Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{GA} = \frac{N_{уст}^{ГЭС}}{Z_{GA}}. \quad (3.7)$$

Поправка на приведенную частоту вращения от перехода от модели к натуре и синхронная частота вращения соответственно:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_m}. \quad (3.8)$$

$$n'_c = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p \cdot \frac{1}{D_1}}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{1p}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке (определяется из главной универсальной характеристики).

Расчетная синхронная частота вращения округляют до ближайшего большего в ряде значения  $n_c$ .

Приведенная частота вращения вычисляется для максимального, расчетного и минимального напоров по формуле:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta_p}}. \quad (3.12)$$

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{1max}$ ,  $n'_{1p}$ ,  $n'_{1min}$ . После построения необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки. Рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q'_1 \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_r^{cp}}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \eta_r^{cp}}}. \quad (3.14)$$

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, отпускаемый в нижний бьеф. В данном проекте минимальный расход связан с базовой составляющей, то есть минимальный расход является расходом на водохозяйственный комплекс. Число агрегатов принимаем за  $z_a=1$ , для обеспечения санитарного попуска.

Приведенный минимальный расход при максимальном напоре и приведенный минимальный расход при минимальном напоре соответственно:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{max}}}. \quad (3.15)$$

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{min}}}. \quad (3.16)$$

Результаты расчетов выбора гидротурбины представлены в Приложении В, таблица В.1.

Проанализировав результаты расчетов выбора гидротурбины, была выбрана турбина ПЛ30а-В-900 с мощностью  $N_{ГА}=100000$  кВт, диаметром рабочего колеса  $D_1=9$  м, с частотой вращения  $n_c=62,5$  об/мин, количество агрегатов принимаем  $Z_a=9$ . Главная универсальная характеристика с отмеченной зоной работы гидротурбины представлена в Приложении В, рисунок В.1.

### 3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса нужно учесть её бескавитационную работу. Поэтому отметка рабочего колеса:

$$\nabla z_{рк} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.17)$$

где,  $\nabla z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

$H_S$  – высота отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, то есть в режиме работы, при котором возникает кавитация:

- 1) Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре;
- 2) Работа одного агрегата с установленной мощностью при максимальном напоре;
- 3) Работа одного агрегата с минимальным напором и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Расчет для первого режима работы:

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(1)} = Q'_{1расч} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p^N} = 1,14 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{24,9} = 462 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.18)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы  $\nabla z_{НБ}(Q_{(1)})$ , которая равняется 154,68 м. По ГУХ определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна  $\sigma_{(1)} = 0,4$ . Высота отсасывания:

$$\begin{aligned} H_{S(1)} &= 10,3 - \frac{\nabla z_{НБ}(Q_{(1)})}{900} - H_p^N \cdot \sigma_{(1)} - 1,5 = \\ &= 10,3 - \frac{154,68}{900} - 24,9 \cdot 0,4 - 1,5 = -1,33 \text{ м}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Расчет для второго режима работы.

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(2)} = Q'_{1max} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 1,67 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{18,98} = 589 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы  $\nabla Z_{НБ}(Q_{(2)})$ , которая равняется 154,87 м. По главной универсальной характеристике определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна  $\sigma_{(2)} = 0,72$ . Высота отсасывания:

$$\begin{aligned} H_{S(2)} &= 10,3 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{(2)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(2)} - 1,5 = \\ &= 10,3 - \frac{154,87}{900} - 18,98 \cdot 0,72 - 1,5 = -5,04 \text{ м}. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Расчет для третьего режима работы.

Расход в данном режиме работы:

$$Q_{(3)} = Q'_{1min} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,62 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{16,07} = 526 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

По зависимости отметок нижнего бьефа от летних расходов определяем отметку нижнего бьефа при расходе в данном режиме работы  $\nabla Z_{НБ}(Q_{(3)})$ , которая равняется 154,78 м. По ГУХ определяем коэффициент кавитации при расчетном расходе, которая равна  $\sigma_{(3)} = 0,72$ .

Высота отсасывания:

$$\begin{aligned} H_{S(3)} &= 10,3 - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{(3)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(3)} - 1,5 = \\ &= 10,3 - \frac{154,78}{900} - 16,07 \cdot 0,72 - 1,5 = 2,94 \text{ м}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

Полученные результаты заносятся в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$z_a$	$n_c$ , об/мин	$N_{ГА}$ , МВт	$H_{S(1)}$ , м	$H_{S(2)}$ , м	$H_{S(3)}$ , м
ПЛ30а-В	9	9	62,5	100	-1,33	-5,04	-2,94

Заглубление рабочего колеса для каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$\nabla Z_{РК1} = \nabla Z_{НБ}(Q_{(1)}) + H_{S(1)} = 154,68 - 1,33 = 153,35 \text{ м}. \quad (3.24)$$

$$\nabla Z_{РК2} = \nabla Z_{НБ}(Q_{(2)}) + H_{S(2)} = 154,87 - 5,04 = 149,83 \text{ м}. \quad (3.25)$$

$$\nabla Z_{РК3} = \nabla Z_{НБ}(Q_{(3)}) + H_{S(3)} = 154,78 - 2,94 = 151,83 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Из всех полученных значений отметки заглубления рабочего колеса, принимается минимальное значение,  $\nabla Z_{PK} = 149,83$  м.

После определения отметки установки рабочего колеса, она отмечается на компоновочном чертеже установки.

## 3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

### 3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор является одним из важных оборудований для выработки электроэнергии. Поэтому выбирают его с особой точностью.

Для выбора гидрогенератора необходимо: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{62,5} = 48, \quad (3.27)$$

где  $f$  – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

$n$  – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ 1500/170-96 УХЛ4.

Технические данные гидрогенератора представлены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Технические данные гидрогенератора

Тип		СВ-1500/170-96 УХЛ4
мощность номинальная	полная, МВА	117,65
	активная, МВт	100
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		62,5
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
номинальный ток статора, А		4930
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1795
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		430
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	0,65
	переходное $x'_d$	0,29
	сверхпереходное $x''_d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности $x_2$		0,217
емкость обмотки статора, мкФ		0,9
соединение фаз обмотки статора		звезда
количество выводов генератора	главных	1
	нейтральных	1
режим работы нейтрали		изолированная
тип возбуждения/вспомогательный генератор		независимое тиристорное/В-340/75-18
система охлаждения		замкнутая воздушная с охлаждением воздуха водой

После выбора гидрогенератора выяснилось, что он будет работать с перегрузкой, которая равна:

$$\Delta = \frac{P_{agr} - P_{ном}}{P_{agr}} \cdot 100\% = \frac{100000 - 100000}{100000} \cdot 100\% = 0\% < 10\%. \quad (3.28)$$

Из этого следует, что данный гидрогенератор может работать во всех режимах работах ГЭС.

### 3.2.2 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимает крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,0974 \cdot \frac{N_{ГА}}{n_c} = 0,0974 \cdot \frac{100000}{62,5} = 15,58 \text{ МН} \cdot \text{м}. \quad (3.29)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* = \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{1,337}{33} \right)^{0,33} = 1,337 \text{ м}, \quad (3.30)$$

где  $[\tau_{доп}] = 33$  – допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем  $D_B = 1,4$  м.

Направляющий подшипник выбирается по критерию работоспособности.

Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_{agr}}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 100000}{62,5 \cdot 9} = 142,22 \text{ кН}; \quad (3.31)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник:

Диаметр вала под подшипником принимается  $d_{п} = 1,42$  м;

Высота подшипника  $h_{п} = 0,5$  м;

Удельное давление для кольцевого подшипника равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{142,22}{1,42 \cdot 0,5} = 200,3 \text{ кПа}. \quad (3.32)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 29 \cdot \left( \frac{\pi \cdot 62,5 \cdot 1,42}{30} \right) = 269,5 \text{ кПа}. \quad (3.33)$$

$p_{уд} < [p_{уд}]$ , условие выполняется, значит, подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник.

Для данного подшипника при диаметре вала 0,5 м, принимается число сегментов  $Z_{\text{сегм}}=10$ .

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{142,22}{1+2 \cdot \cos 36^\circ + 2 \cdot \cos (2 \cdot 36^\circ)} = 43,93 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

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

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{10} = 36^\circ. \quad (3.35)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot 1,42}{10} = 0,39 \text{ м}. \quad (3.36)$$

Удельное и допустимое давление на сегмент соответственно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{142,22}{0,39 \cdot 0,5} = 733,3 \text{ кПа}. \quad (3.37)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 50 \cdot \left( \frac{\pi \cdot 62,5 \cdot 1,42}{30} \right) = 464,7 \text{ кПа}. \quad (3.38)$$

$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ , условие не выполняется, значит, подшипник не подходит.

В результате расчета подшипников выбираем кольцевой подшипник с водяным охлаждением.

### 3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Этот комплекс состоит из маслонапорной установки, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла.

Маслонапорная установка (МНУ) состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Алданской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ-25/2-40/32/3 (масса: 33 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор: ГА25/2-40 (емкость 25 м<sup>3</sup>; 2 сосуда), размеры которого представлены в таблице 3.5:

Таблица 3.5 – Размеры гидроаккумулятора ГА25/2-40, мм

$D$	$D_1$	$H$	$H_1$	$H_2$	$D_n$	$d_n$	$d$
2280	2730	4000	3200	3600	300	125	70

- Маслонасосный агрегат: МА32-3 (емкость 32 м<sup>3</sup>), размеры которого представлены в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Размеры маслонасосного агрегата МА32-3

<i>B</i>	<i>B<sub>1</sub></i>	<i>B<sub>2</sub></i>	<i>L</i>	<i>L<sub>1</sub></i>	<i>L<sub>2</sub></i>	<i>L<sub>3</sub></i>	<i>H</i>	<i>H<sub>1</sub></i>	<i>H<sub>2</sub></i>	<i>H<sub>3</sub></i>	<i>H<sub>4</sub></i>
3000	3236	2000	4260	4496	4876	1900	2500	2415	1400	1600	200

- Насос: 3В80/40ГТ (1 шт.;  $Q = 17,5$  л/с;  $N = 100$  кВт);
- Двигатель: 4А280S2 (1 шт.;  $N = 110$  кВт;  $n = 1450$  об/мин);

Для управления частотой вращения турбины, применяется регулятор частоты ЭГРК-МП-150-4, который состоит из:

- Панели электрооборудования типа ЭГРК-МП-150-4, данные которой представлены в таблице 3.7:

Таблица 3.7 – Конструктивное исполнение панели ЭГРК-МП-150-4

Тип панели	Конструктивное исполнение	Монтаж	Размеры, мм	Масса, кг
ЭГРК-МП	открытое	печатный	335x575x2400	150

- Гидромеханической колонки управления типа ЭГРК-150-4, размеры которой представлены в таблице 3.8:

Таблица 3.8 – Габаритные размеры ЭГРК-150-4, мм

<i>D</i>	<i>D<sub>1</sub></i>	<i>D<sub>2</sub></i>	<i>L</i>	<i>L<sub>1</sub></i>	<i>L<sub>2</sub></i>	<i>H</i>	<i>H<sub>1</sub></i>	<i>H<sub>2</sub></i>	<i>H<sub>3</sub></i>
150	200	250	250	100	225	730	306	230	430

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

Для определения геометрических размеров проточной части, необходимо произвести расчет бетонной спиральной камеры, отсасывающей трубы. По данным модельных испытаний для модельной турбины подобной ПЛ30а-В-900 принимается бетонная трапециевидальная спиральная камера с углом обхвата  $\varphi_{сп} = 210^\circ$ .

Радиус спиральной камеры на входе:

$$r_{вх} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 9 = 16,1 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Диаметр входных и выходных кромок статора:  $D_a = 13,5$  м и  $D_b = 11,8$  м. Следовательно,  $r_a = 6,75$  м и  $r_b = 5,9$  м.

Ширина входного отверстия (приближенно):

$$B'_{вх} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 9 = 26,0 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Необходима установка быка, тогда ширина входного отверстия:

$$B_{\text{ВХ}} = B'_{\text{ВХ}} + \delta_{\text{БЫК}} = 26 + 2,5 = 28,5 \text{ м}, \quad (3.41)$$

где  $\delta_{\text{БЫК}}$  – толщина промежуточного быка, равная:

$$\delta_{\text{БЫК}} = 1 + \frac{Q_{\text{max}}}{400} = 1 + \frac{589}{400} = 2,5 \text{ м}. \quad (3.42)$$

Приблизительная ширина выходного отверстия (из отсасывающей трубы):

$$B'_{\text{ВЫХ}} = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 9 = 22,5 \text{ м}. \quad (3.43)$$

Ширина выходного отверстия:

$$B_{\text{ВЫХ}} = B'_{\text{ВЫХ}} + \delta_{\text{БЫК}} = 22,5 + 2,5 = 25,0 \text{ м}, \quad (3.44)$$

На рисунке 3.2 представлена проточная часть гидроагрегата Алданской ГЭС.

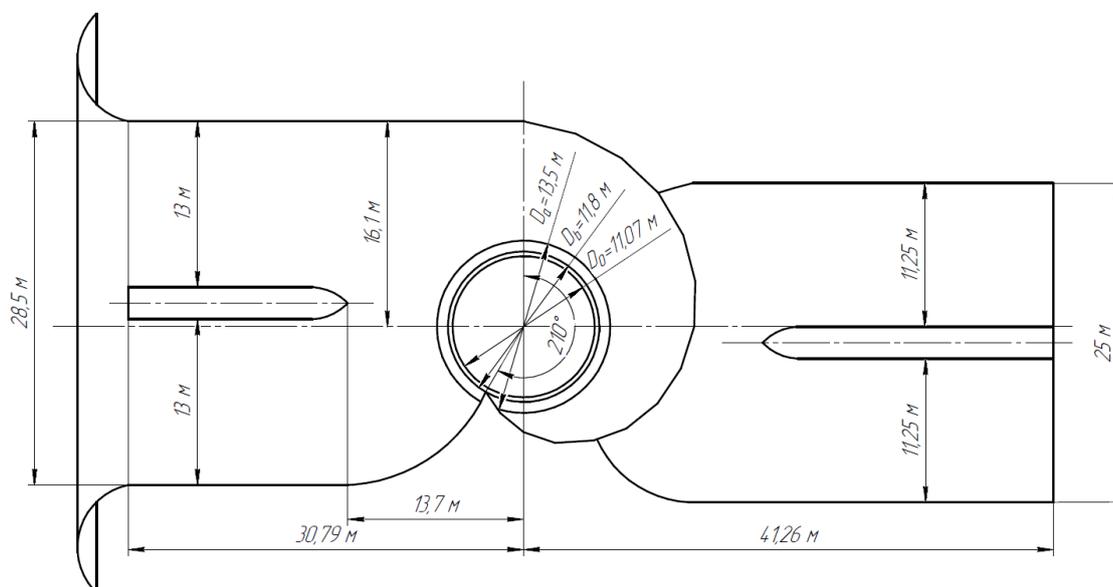


Рисунок 3.2 – Проточная часть гидроагрегата Алданской ГЭС

### 3.4 Подъемно–транспортное оборудование

Для машинного зала выбирается мостовой кран грузоподъемностью 500+100 т в количестве 2 шт. Производитель ООО «Уралмашзавод».

Для подъема затворов в верхнем и нижнем бьефе выбирается козловые краны с грузоподъемностью 200+200+200 и 150 тонн соответственно.

## 4 Электрическая часть

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

#### 4.1.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются в зависимости от компоновки главной схемы ГЭС. Рассмотрим 2 варианта: обычный и укрупненный блок.

1) Для одиночного блока представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.1:

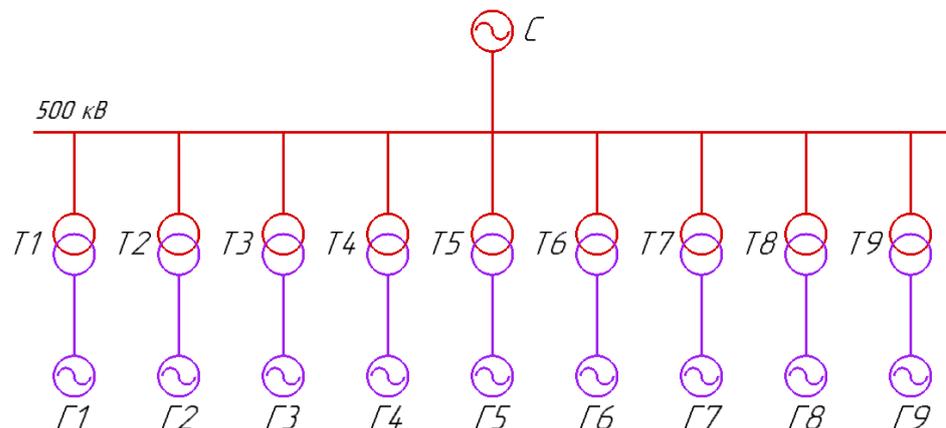


Рисунок 4.1 – Структурная схема обычного блока

Рассчитаем мощность собственных нужд для ГЭС:

$$P_{\text{сн}} = 0,05 \cdot P_{\text{ГЭС}} = 0,05 \cdot 900 = 4,5 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{ГЭС}}$  – установленная мощность ГЭС.

Выбираем 3 трансформатора собственных нужд типа ТСЗ-5500/13,8.

Параметры:  $U_{\text{ВН}}=13,8$  кВ;  $U_{\text{НН}}=6$  кВ;  $U_{\text{к\%}}=6$ . ТСН проектируется специально для проектируемой ГЭС.

Мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{Т}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = \frac{100 - 0,5}{0,85} = 117,05 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

где  $P_{\text{ген}}$  – активная мощность генератора.

Выбираем силовой трансформатор типа ТДЦ-250000/500 УХЛ1.

Параметры:  $S_{\text{ном}}=525$  МВА;  $U_{\text{ВН}}=525$  кВ;  $U_{\text{НН}}=13,8$  кВ;  $\Delta P_{\text{х}}=250$  кВт;  $\Delta P_{\text{к}}=600$  кВт;  $U_{\text{к\%}}=13$ ; стоимость: 400 млн. руб. Изготовитель: ООО «Тольяттинский трансформатор» (Тольятти).

2) Для варианта с объединенным блоком представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.2:

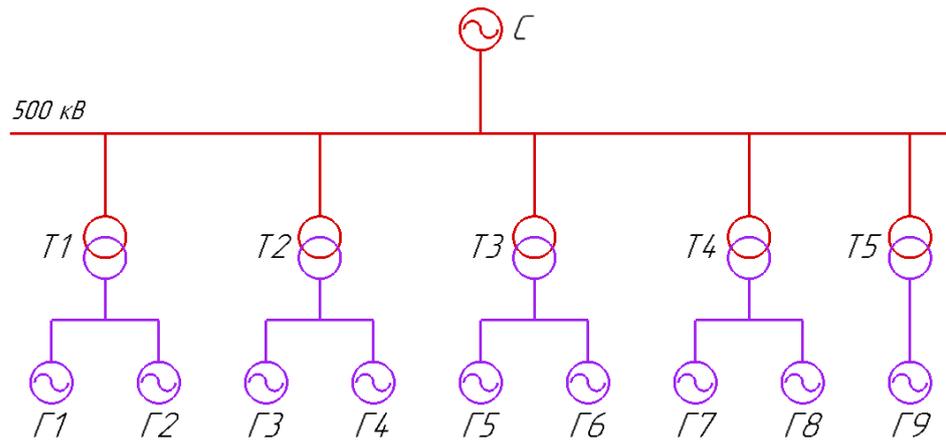


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

Мощность силового трансформатора:

$$S_T = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = 2 \cdot \frac{100 - 0,5}{0,85} = 234,1 \text{ МВт.} \quad (4.3)$$

Выбираем силовой трансформатор типа ТДЦ-250000/5500 УХЛ1.

Параметры:  $S_{\text{ном}}=250$  МВА;  $U_{\text{ВН}}=525$  кВ;  $U_{\text{НН}}=13,8$  кВ;  $\Delta P_x=250$  кВт;  $\Delta P_k=600$  кВт;  $U_{\text{к\%}}=13$ ; стоимость: 400 млн. руб. Изготовитель: ООО «Тольяттинский трансформатор» (Тольятти).

#### 4.1.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{ГЭС}} - P_{\text{сн}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат}}}{\cos \varphi}} + 1 = \frac{900 - 4,5}{1 \cdot \frac{900}{0,85}} + 1 = 1,8 \approx 2, \quad (4.4)$$

где  $K = 1$  – коэффициент;

$P_{\text{нат}} = 900$  МВт – натуральная мощность, передаваемая ЛЭП 500 кВ.

Выбираем провод марки АС-400/64 для напряжения 500 кВ. Ток допустимый  $I_{\text{доп}} = 860$  А.

Проверим провод по нагреву: для нормального и аварийного (отключается 1 линия) режимов работы соответственно:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ГЭС}} - P_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{900 - 4,5}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 2 \cdot 0,85} = 401 \text{ А.} \quad (4.5)$$

$$I_{\text{авар}} = \frac{P_{\text{ГЭС}} - P_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{л}} - 1) \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{900 - 4,5}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot (2 - 1) \cdot 0,85} = 608 \text{ А} < I_{\text{доп}}. \quad (4.6)$$

Принимаем провод марки АС-400/64, так как провод проходит по условию нагрева.

### 4.1.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического обоснования (ТЭО)

Для того чтобы выбрать схему из вариантов, необходимо произвести ТЭО. Выбирается тот вариант, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединении  $n=9$ .

Капиталовложения:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ} = 9 \cdot 400 + 3 \cdot 20 + 8 \cdot 30 = 3900 \text{ млн. руб.} \quad (4.7)$$

Потери холостого хода и нагрузочные (переменные) потери в ТДЦ-250000/500 УХЛ1 соответственно равны:

$$\Delta W_{XX} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,25 \cdot 4758,5 = 1190 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.8)$$

где  $t_{\text{раб}} = 4758,5 \text{ ч}$  – время работы трансформатора в зависимости от  $T_{\text{max}}$ .

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left( \frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,6}{1} \cdot \left( \frac{117,1}{250} \right)^2 \cdot 2450 = 316 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.9)$$

где  $\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч}$ .

Издержки и приведенные затраты соответственно:

$$И = \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 9 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = 89,9 \text{ тыс. руб.} \quad (4.10)$$

$$З_1 = \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 9 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = 89,9 \text{ тыс. руб.} \quad (4.11)$$

2) Для второго варианта при количестве присоединении  $n=5$ .

Капиталовложения:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{РУ} = 5 \cdot 400 + 3 \cdot 20 + 8 \cdot 30 = 2300 \text{ млн. руб.}; \quad (4.12)$$

Потери в ТДЦ-250000/500 УХЛ1:

$$\Delta W_{XX}^{\text{укр}} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,25 \cdot 4758,5 = 2379 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.13)$$

$$\Delta W_{\Pi}^{\text{укр}} = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left( \frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,6}{2} \cdot \left( \frac{112,4}{250} \right)^2 \cdot 2450 = 633 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{XX}^{\text{один}} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,25 \cdot 4758,5 = 1190 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.15)$$

$$\Delta W_{\Pi}^{\text{один}} = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left( \frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,6}{1} \cdot \left( \frac{224,7}{250} \right)^2 \cdot 2450 = 316 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.16)$$

Издержки и приведенные затраты соответственно:

$$I = \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 4 \cdot \frac{0,6 \cdot 2379 + 0,9 \cdot 633}{100} + 1 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = 89,9 \text{ тыс. руб.} \quad (4.17)$$

$$З_2 = E_H \cdot K + I = 0,15 \cdot 2300 + 0,0899 = 345,1 \text{ млн. руб.} \quad (4.18)$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{585,1 - 345,1}{585,1} \cdot 100\% = 41\%. \quad (4.19)$$

Принимаем вариант с объединенным блоком и со схемой распределительного устройства «3/2», так как этот вариант более эффективен экономически и технически, чем вариант №1.

## 4.2 Выбор электротехнического оборудования

### 4.2.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Для производства расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме Алданской ГЭС используем программный комплекс RastrWin3.

Рассмотрим 4 ситуации:

- 1) Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1 (рисунок 4.3);

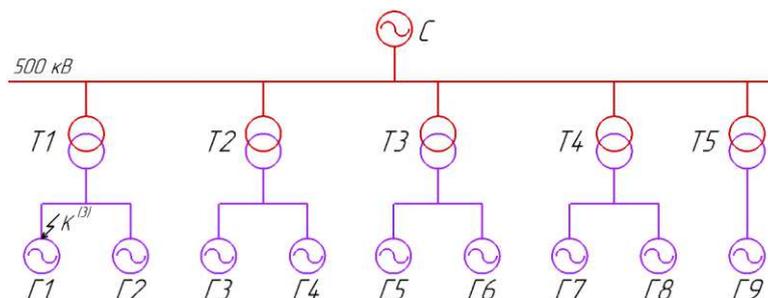


Рисунок 4.3 - Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1

- 2) Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г9 (рисунок 4.4);

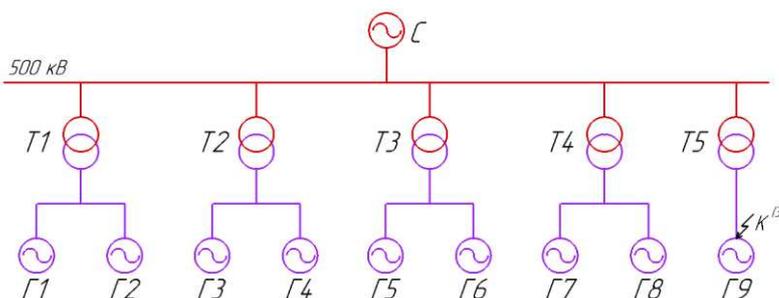


Рисунок 4.4 - Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г9

3) Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 500 кВ (рисунок 4.5);

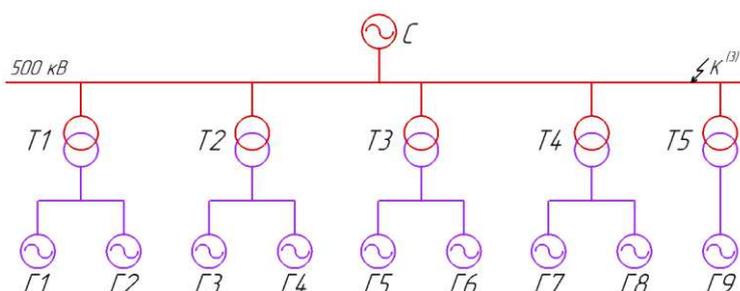


Рисунок 4.5- Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 500 кВ

4) Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 500 кВ (рисунок 4.6);

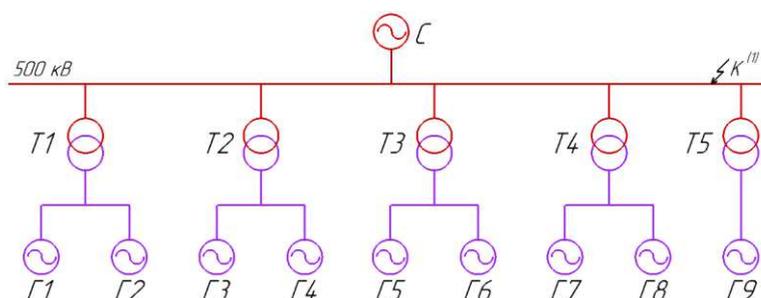


Рисунок 4.6 - Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 500 кВ

Для этого создаем файл формата .rst «динамика.rst» для расчета несимметрии и токов КЗ. Заносим в таблицу Узлы/Несим/ИД (рисунок 4.7) узлы схемы и средние напряжение в узлах, которое принимается по шкале средних напряжений. Для генераторного напряжения принимаем 13,8 кВ, а для высшего напряжения на сборных шинах 525 кВ.

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Г5		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Г6		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Г7		14
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Г8		14
9	<input type="checkbox"/>			y	9	Г9		14
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Б1		14
11	<input type="checkbox"/>			y	11	Б2		14
12	<input type="checkbox"/>			y	12	Б3		14
13	<input type="checkbox"/>			y	13	Б4		14
14	<input type="checkbox"/>			y	14	Б5		14
15	<input type="checkbox"/>			y	15	КРУЭ		525
16	<input type="checkbox"/>			y	16	С		525

Рисунок 4.7 – Таблица Узлы/Несим/ИД

В таблице Ветви/Несим/ИД (рисунок 4.8) соединяем узлы схемы и вводим сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации.

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Kт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	1	10			Г1 - Б1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	2	10			Г2 - Б1							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	3	11			Г3 - Б2							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	4	11			Г4 - Б2							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	5	12			Г5 - Б3							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	6	12			Г6 - Б3							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	7	13			Г7 - Б4							
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	8	13			Г8 - Б4							
9	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	9	14			Г9 - Б5							
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	10	15			Б1 - КРУЭ	0,66	71,66					0,026
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	11	15			Б2 - КРУЭ	0,66	71,66					0,026
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	12	15			Б3 - КРУЭ	0,66	71,66					0,026
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	13	15			Б4 - КРУЭ	0,66	71,66					0,026
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	14	15			Б5 - КРУЭ	0,66	71,66					0,026
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		15	16			КРУЭ - С	74,10	6,00		8,1			

Рисунок 4.8 – Таблица Ветви/Несим/ИД

В таблице Генераторы/Несим (рисунок 4.9) заносим сопротивления и ЭДС гидрогенераторов и системы.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
2			2	Г2	2	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
3			3	Г3	3	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
4			4	Г4	4	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
5			5	Г5	5	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
6			6	Г6	6	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
7			7	Г7	7	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
8			8	Г8	8	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
9			9	Г9	9	0,024	0,340	0,024	0,340	0,024	0,340	15,600
10			10	С	16	127,000	324,000	127,000	324,000	127,000	324,000	525,000

Рисунок 4.9 – Таблица Генераторы/Несим

После задания исходных данных производим расчет токов короткого замыкания (рисунки 4.10 – 4.13).

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1			3ф	1	52,9528

Рисунок 4.10 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на вводе Г1.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1			3ф	9	26,5284

Рисунок 4.11 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на вводе Г9.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1			3ф	15	24,7774

Рисунок 4.12 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	I 2	I 0
1	1			1ф	15	12,3724	12,3724	12,3724

Рисунок 4.13 – Таблица Состав/Несим: расчет токов однофазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

Значение полного тока однофазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{1,\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot 12,3724 = 37,12 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

Определим ударный ток для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1. В программном комплексе RastrWin3 можно определить только эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности. Для этого запускаем расчет шунта (рисунки 4.14 – 4.17).

Рисунок 4.14 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1

Время затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,17}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,012} = 0,045 \text{ с.} \quad (4.21)$$

Ударный ток для трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г1:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 52,95 = 134,79 \text{ кА.} \quad (4.22)$$

где  $k_{\text{уд}} = 1,8 \div 2,0$  – для генератора;

$k_{\text{уд}} = 1,1$  – для КРУЭ.

Остальные расчеты аналогичны и сведены в таблицу 4.1.

Рисунок 4.15 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на вводе генератора Г9

Исходные данные		Результат	
 3ф	Несимм.	0,000+ j0,010	Z1
15	№ узла	0,000+ j0,010	Z2
10	№ узла 2	0,000+ j0,000	Z0
0	№ парал.	<input type="checkbox"/> Ручной ввод	
0,00	Rд	0,000+ j0,000	Z
0+j0	Сопр.	0,1	Время возникновения
<input type="button" value="Расчёт"/>		0,5	Время снятия

Рисунок 4.16 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ.

Исходные данные		Результат	
 1ф	Несимм.	0,000+ j0,010	Z1
15	№ узла	0,000+ j0,010	Z2
10	№ узла 2	0,000+ j0,000	Z0
0	№ парал.	<input type="checkbox"/> Ручной ввод	
0,00	Rд	0,000+ j0,010	Z
0+j0	Сопр.	0,1	Время возникновения
<input type="button" value="Расчёт"/>		0,5	Время снятия

Рисунок 4.17 – Расчет шунта трехфазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ.

Таблица 4.1 – Расчет токов короткого замыкания.

	Трехфазное КЗ на вводе Г1	Трехфазное КЗ на вводе Г9	Трехфазное КЗ на СШ КРУЭ	Однофазное КЗ на СШ КРУЭ
$I_{до}, \text{кА}$	52,95	26,53	24,78	37,12
$i_{уд}, \text{кА}$	134,79	67,53	38,55	57,75

Следовательно, для генераторов Г1-Г8 и Г9 можно выбирать одинаковые генераторные выключатели и разъединители.

После расчета токов короткого замыкания производится выбор электрических аппаратов.

#### 4.2.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Для выбора электрических аппаратов необходимо рассчитать токи рабочего режима. Токи аварийного режима это токи короткого замыкания и ударные токи.

Рабочий максимальный ток генератора:

$$I_{max.раб.ген} = 1,05 \cdot I_{ном.ген} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{117,65}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,17 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

Рабочий максимальный ток ВН трансформатора:

$$I_{max.раб.тр.} = 1,05 \cdot I_{ном.тр.} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 525} = 0,58 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Тепловой импульс, выделяемым током короткого замыкания:

$$B_{K,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{выкл} + t_{рзиа}); \quad (4.25)$$

$$B_{K,ном} = I_t^2 \cdot t_t; \quad (4.26)$$

где  $t_{выкл}$  – время срабатывания выключателя;  
 $t_{рзиа} = 0,01$  с - время срабатывания релейной защиты и автоматики;  
 $I_t$  – ток термической стойкости;  
 $t_t = 3$  с – время протекания термической стойкости.

### 4.2.3 Выбор силовых выключателей и разъединителей

Для выбора выключателей и разъединителей существуют условия, которым должны соответствовать. Данные о выбранном оборудовании для Алданской ГЭС представлены в таблицах 4.2 – 4.6.

Таблица 4.2 - Выбор генераторного выключателя для генераторов.

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВГГ-15/50-6300
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	15 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	5,17 кА	6,3 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	52,95 кА	50 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	134,79 кА	140 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	308,4 кА <sup>2</sup> ·с	7500 кА <sup>2</sup> ·с
Изготовитель	ЗАО «Электроаппарат» (Чебоксары)	

Таблица 4.3 - Выбор генераторного разъединителя для генераторов.

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	20 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	5,17 кА	8 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	52,95 кА	100 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	134,79 кА	250 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	308,4 кА <sup>2</sup> ·с	48875 кА <sup>2</sup> ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Таблица 4.4 – Выбор ячейки КРУЭ.

Условие	Расчетные патаметры	Каталожные параметры HD 550 SR
$U_{сети} \leq U_{ном}$	500 кВ	550 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,58 кА	4 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	57,75 кА	170 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	120,5 кА <sup>2</sup> ·с	86700 кА <sup>2</sup> ·с
Изготовитель	Hyundai Heavy Industries Co., Ltd	

Таблица 4.5 – Паспортные данные КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	420/550
Номинальное выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	710
Номинальное выдерживаемое напряжение коммутационного импульса, кВ	1175
Номинальное выдерживаемое напряжение грозового импульса, кВ	1550
Номинальная частота, Гц	50/60
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	63
Номинальный ток электродинамической стойкости выключателя, кА	170
Номинальный ток электродинамической стойкости линейного заземлителя, кА	170
Номинальный ток термической стойкости, кА	63

Таблица 4.6 - Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Модель	Тип подключения	Мощность
Анализатор	ЦМК120С	Ethernet 10/100Base TX	6,4 ВА
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet	19,2 ВА
Суммарная мощность			25,6 ВА

#### 4.2.4 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования параметров электрической цепи в удобные для измерений. К ним подключаются терминалы измерений, терминалы релейной защиты и автоматики. Данные о выбранном оборудовании для Алданской ГЭС представлены в таблицах 4.7 – 4.9.

Таблица 4.7 - Выбор трансформатора тока и напряжения на генераторном напряжении.

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЦТН-35
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	(20,2-38,4) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	5170 А	10000 А
Изготовитель	ООО «Цифровые измерительные трансформаторы» (Иваново)	

Таблица 4.8 - Выбор трансформатора напряжения на генераторном напряжении.

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЦТН-35
$U_{\text{сети.ген}} \leq U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	(20,2-38,4) кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	5170 А	10000 А
Изготовитель	ООО «Цифровые измерительные трансформаторы» (Иваново)	

Таблица 4.9 – Выбор трансформатора тока и напряжения для КРУЭ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЦТН-500
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	500 кВ	500 кВ
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	580 А	10000 А
Изготовитель	ООО «Цифровые измерительные трансформаторы» (Иваново)	

#### **4.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров**

Для КРУЭ 500 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-500/303/20/4 УХЛ1. Изготовитель: ООО «АС Энергия».

Выбираем конденсатор связи типа КСА-500-4,67 УХЛ1 емкостью 4670 пФ. Изготовитель: ООО «Росэнергосервис».

Выбираем ВЧ-заградитель типа ВЗ-630-0,25 УХЛ1 индуктивностью 0,25 мГн. Изготовитель: ЗАО НПП «Электронные информационные системы» (Екатеринбург).

#### **4.2.6 Выбор дизель-генераторной установки (ДГУ)**

Выбираем дизель-генераторную установку АД-1500С-Т400 мощностью 1,5 МВт. Напряжение 380 В.

## 5 Устройства микропроцессорной защиты и автоматизации энергетических систем

Номинальный ток статора главного генератора, приведенный ко вторичной обмотке трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СК}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4930 \cdot 1}{5000/5} = 4,93 \text{ А} \quad (5.1)$$

Ток ротора после выпрямителя:

$$I'_p = I_p = \frac{1795}{\sqrt{2}} = 1465 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность вспомогательного генератора:

$$S_{\text{НОМ}}^{\text{ВГ}} = \sqrt{3} \cdot I'_p \cdot U_p = \sqrt{3} \cdot 1465 \cdot 430 = 1091 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

### 5.1 Перечень защит основного электрооборудования

По мощности и напряжению гидрогенератора, трансформаторов и линии принимаем к установке следующие виды защит.

#### 5.1.1 На главном генераторе ГГ(GG) СВ-1500/170-96 УХЛ4

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### 5.1.2 На вспомогательном генераторе В-340/75-18 УХЛ4

- Продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора и на его выводах;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора.

### **5.1.3 На силовом трансформаторе блока ТДЦ-250000/500 УХЛ1**

- 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 500 кВ;
  - Резервная максимальная токовая защита;
  - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
  - Контроль тока и напряжения для пуска ПЖТ трансформатора блока;
  - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
  - Защита трансформатора от перегрева и потери охлаждения;
  - Контроль изоляции вводов КИВ-500.

### **5.1.4 На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-5500/13,8 У4**

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

### **5.1.5 На линиях электропередачи 500 кВ**

Основные защиты:

- Дифференциальная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
    - Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

## **5.2 Расчет защит и выбор уставок**

### **5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора (IAG)**

Продольная дифференциальная защита генератора – основная быстродействующая и чувствительная защита от межфазных коротких замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах. Она подключается к измерительным трансформаторам тока на главных и нулевых выводах.

1) Уставка начального тока срабатывания.

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

Ток небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4930 = 246,5 \text{ А } (0,05 \cdot I_H), \quad (5.4)$$

где  $K_{ОДН}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 246,5 = 493 \text{ А } (0,1 \cdot I_H), \quad (5.5)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку начального тока срабатывания:  $I_{ср.0} = 0,15 \cdot I_H$ .

2) Коэффициент торможения.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 23476 = 2347,6 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где  $K_{АП}$  – коэффициент апериодической составляющей;

$I_{max}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{max} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1}{0,21} \cdot 4930 = 23476 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где  $E''_r$  – сверхпереходная ЭДС генератора;

$x''_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_{max}} = \frac{2347,6 \cdot 2}{23476} = 0,2; \quad (5.8)$$

Принимаем уставку коэффициента торможения  $K_T = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{ср.*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.9)$$

4) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{CP*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным  $B = 1,5$ , следовательно  $I_{C3} = 1,5 \cdot I_H = 1,5 \cdot \frac{4930}{5000/5} = 7,3 \text{ А}$ .

Построим характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора (рисунок 5.1).

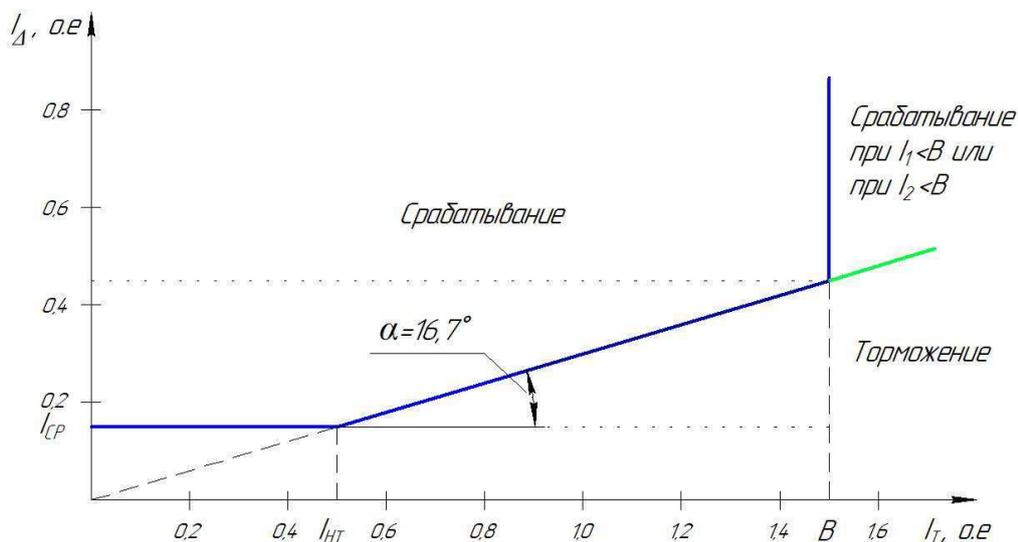


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

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

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

Защита обеспечивает охват обмотки статора в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена из двух органов:

1) Первый орган реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности, подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах. Отстраивают от действующего значения напряжения нулевой последовательности, обусловленной электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Для расчета уставок первого органа защиты, составим схему замещения (рисунок 5.2).

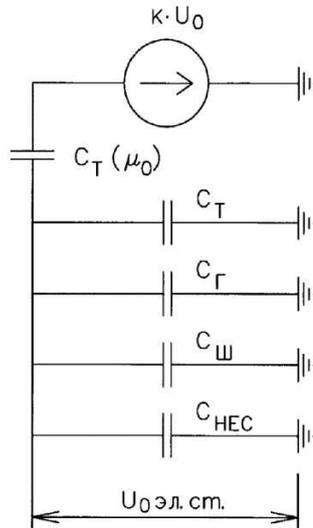


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,0 \text{ кВ}, \quad (5.11)$$

где  $U_{\text{НОМ.ВН}}$  – номинальное напряжение трансформатора на высшей стороне.  
Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,04 + 0,35 = 1,2613 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.12)$$

где  $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_{\text{ВГ}}$  – емкость одной фазы генераторного выключателя;  
 $C_{\text{Ш}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле:

$$C_{\text{Ш}} = C_{\text{Ш,уд}} \cdot l_{\text{Ш}} = 80 \cdot 10^{-9} \cdot 50 = 0,004 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

где  $C_{\text{Ш,уд}}$  – удельная емкость шинпровода;  
 $l_{\text{Ш}}$  – длина шинпровода.  
Суммарный емкостной ток в сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13800 \cdot 314 \cdot 1,2613 = 9,47 \text{ А}, \quad (5.14)$$

где  $U_{\text{НОМ.Г}}$  – номинальное линейное напряжение генератора;  
 $\omega$  – угловая частота сети.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных коротких замыканиях на стороне 525 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 101000 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,2613} = 594 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора,

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

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0ЭЛСТ}}{n_{ТН}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{594}{13,8 / \sqrt{3} \cdot 0,1/3} = 3,92 \text{ В}, \quad (5.16)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата;

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации измерительного ТН.

Принимаем следующие уставки:

- $U_{01G}$  с уставкой 4 В действует с выдержкой времени 5,0 с на сигнал;
- $U_{02G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники, подключается к трансформаторам напряжения в нулевых выводах.

Для этого органа уставка по коэффициенту торможения  $K_T = 1,5$ . Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286. \quad (5.17)$$

Орган защищает 28,6% 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 на главном генераторе ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

1) Уставка защиты  $U2>$ :

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ.Г}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.18)$$

2) В дополнение к первой защите на генераторе установлен второй орган, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Уставка защиты  $U1>$ :

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ.Г}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.19)$$

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

#### 5.2.4 Защита главного генератора обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = I_2/I_N, \quad (5.20)$$

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

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

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

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

Защита имеет следующие органы:

1) Сигнальный орган: срабатывает при увеличении тока обратной последовательности выше значения уставки с независимой выдержкой времени действием на сигнал. Принимаем уставку сигнального органа:

- в относительных единицах:  $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 \div 0,07)$ ;
- в именованных единицах вторичной цепи:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot \frac{I_N}{k_{\text{ТТ}}} = 0,07 \cdot \frac{4930}{5000/5} = 0,35 \text{ А}, \quad (5.22)$$

где  $k_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации измерительного ТТ.

2) Пусковой орган срабатывает без выдержки времени при превышении тока обратной последовательности выше значения уставки и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{max}} = 600$  с.

При таких параметрах ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{max}}}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.23)$$

Ток срабатывания пускового органа в относительных и в именованных единицах во вторичных цепях соответственно:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = I_{*2\text{ПУСК}} \cdot \frac{I_H}{k_{\text{ТТ}}} = 0,15 \cdot \frac{4930}{5000/5} = 0,75 \text{ А}. \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки по тепловому воздействию тока:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} = 864 \text{ с}. \quad (5.26)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождается токами перегрузками обратной последовательности с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	56	80	125	222	500

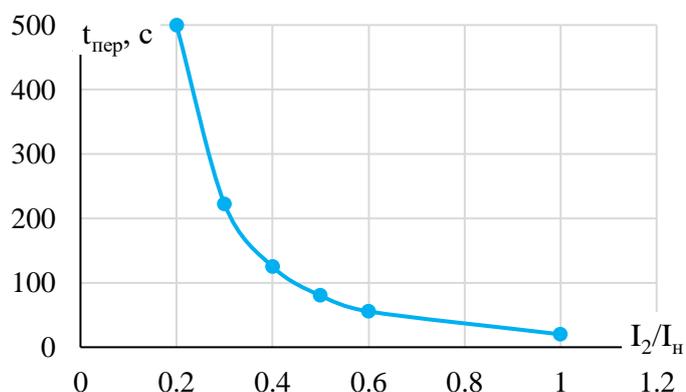


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, принимаем время срабатывания:  $t_{CP}^{min} = 20$  с,  $t_{CP}^{max} = 500$  с.

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при превышении тока выше установленной 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.

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ:

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

Сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения:

$$x''_{dВН} = x''_d \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 = 303,9. \quad (5.28)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне:

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,217 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 = 314,1. \quad (5.29)$$

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,1 \cdot (x''_{dВН} + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 \cdot (303,9 + 314,1 + 2 \cdot 0,13)} = 0,00147 \text{ о. е.}, \quad (5.30)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_T = 2 \cdot 0,00147 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right) = 0,112 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2C.3.*}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 \cdot ((x''_{dВН} + x_T + x_L) + (x_{2ВН} + x_T + x_L))} = 0,00144 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.*}^* = 2I_{2C.3.*}^* \cdot k_T = 2 \cdot 0,00144 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right) = 0,110 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Принимается  $I_{2с.з.}^* = 0,25$  о. е.

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и остановка гидроагрегата.

### 5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I<sub>1</sub>)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита подключается к трансформаторам тока в нулевых выводах. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше уставки и действующий на сигнал.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H^C}{K_B} \cdot \frac{I_H}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot \frac{4930}{5000/5} = 5,28 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где  $K_H^C = 1,05$  – коэффициент надежности сигнального органа;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени срабатывания сигнального органа 0,9 с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H^П}{K_B} \cdot \frac{I_H}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1,08}{0,98} \cdot \frac{4930}{5000/5} = 5,43 \text{ А}, \quad (5.35)$$

где  $K_H^П = 1,05$  – коэффициент надежности пускового органа.

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе представлена в таблице 5.4. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

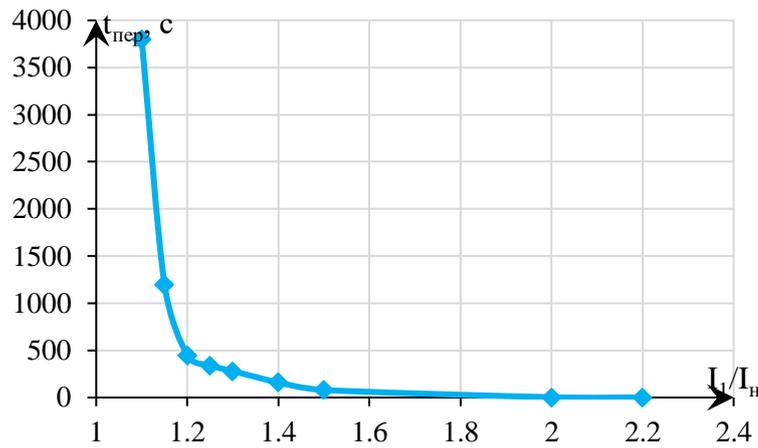


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ с выдержкой времени, которая принимается минимальной и равной 0,01 с.

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

Уставка органа токовой отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{K_H^{OTC}}{K_B} \cdot \frac{I_H}{k_{ГГ}} = \frac{1,5}{0,98} \cdot \frac{4930}{5000/5} = 7,55 \text{ A}, \quad (5.36)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.

Напряжение срабатывания:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ.Г}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.37)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

### 5.2.6 Дистанционная защита ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ )

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к 500 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Алданская ГЭС – Алдан N1:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L = 0,8 \cdot 143,3 + \frac{0,8}{3} \cdot 6 = 116,3 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;  
 $Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 500 кВ:

$$Z_T = \frac{u_{k\%} \cdot U_0^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13 \cdot 525^2}{100 \cdot 250} = 143,3 \text{ Ом}; \quad (5.39)$$

$Z_L$  – сопротивление линии.

$Z_1$  в относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора и в первичной цепи соответственно:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{u_{k\%} \cdot S_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{U_{\text{ВН}}^2} = 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{117,65}{250} + \frac{0,8}{2} \cdot 6 \cdot \frac{117,65}{525^2} = 0,05 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_0 = 0,05 \cdot 1,62 = 0,08 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где  $Z_0$  – базисное сопротивление на генераторном напряжении:

$$Z_0 = \frac{U_0^2}{S_{\text{НОМ.Г}}} = \frac{13,8^2}{117,65} = 1,62 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Уставка:

$$Z_{1\text{СЗ}(2)} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,08 \cdot \frac{5000/5}{13,8/0,1} = 0,58 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,58 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4930} = 1,62 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{f\text{НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,75 - 0,95}{0,65} = 3,9 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

где  $I_{f\text{НОМ}}$  – ток в обмотке ротора при номинальной нагрузке;

$I_{B,XX}$  – ток в обмотке ротора при холостом ходе.

С учетом насыщения генератора величина насыщения тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,5 \cdot I_H$ .

Сопротивление нагрузки и коэффициент мощности в режиме форсировки соответственно :

$$Z_{*НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_{НОМ.Г}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38. \quad (5.46)$$

$$\cos \varphi_{\Phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.47)$$

Отсюда  $\varphi_{\Phi} = 69,0^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{*2СЗ} = \frac{Z_{*НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

$$Z_{2СЗ(1)} = Z_{*2СЗ} \cdot Z_{\sigma} = 0,35 \cdot 1,62 = 0,56 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Значение уставки второй ступени дистанционной защиты:

$$Z_{2СЗ(2)} = \frac{Z_{2СЗ(1)} \cdot n_{ТТ}}{n_{ТН}} = \frac{0,56 \cdot \frac{5000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 4,05 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,05 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{СМ1} = 0,15 \cdot 0,08 = 0,012 \text{ Ом}$ ,  $Z_{СМ2} = 0,15 \cdot 0,56 = 0,084 \text{ Ом}$ .

Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Ом представлена на рисунке 5.5.

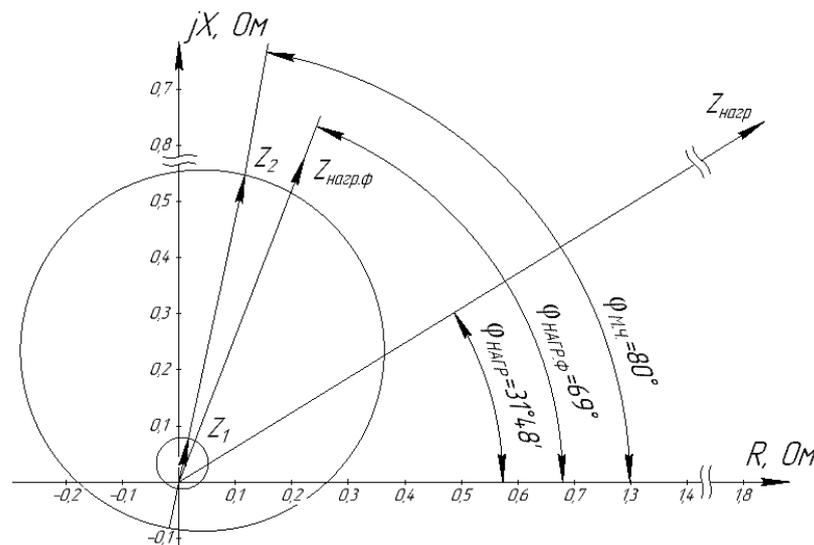


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

### 5.2.7 Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора ( $I_p$ )

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

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени действием на сигнал. Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН} = \frac{K_H \cdot I_{fНОМ} / 1,2255}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{1,05 \cdot 1795 / 1,2255}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 3,92 \text{ А.} \quad (5.51)$$

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

$$I_{P.ПУСК} = \frac{1,2 \cdot I_{fНОМ} / 1,2255}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{1,2 \cdot 1795 / 1,2255}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 4,47 \text{ А.} \quad (5.52)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей ГГ и ВГ. Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора представлена в таблице 5.5 и на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

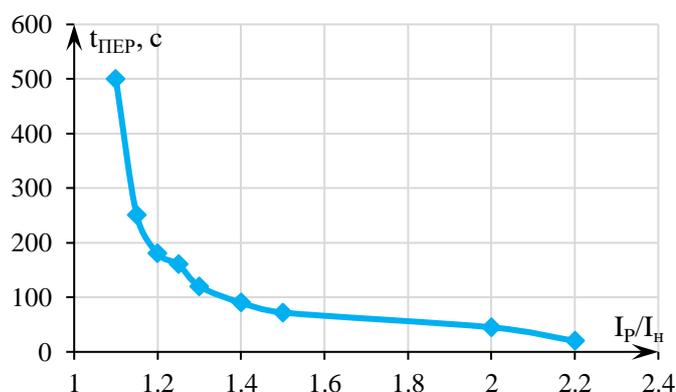


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от перегрузки ротора

4) Токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка срабатывания органа токовой отсечки:

$$I_{p.TO} = \frac{2,15 \cdot I_{f_{ном}} / 1,2255}{K_B \cdot n_{ТТ}} = \frac{2,15 \cdot 1795 / 1,2255}{0,98 \cdot 2000 / 5} = 8,02 \text{ А.} \quad (5.53)$$

С выдержкой времени 3,0 с защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

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

Для защиты блока «генератор-трансформатор» было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов средней мощности ШЭ1113М производства НПП «ЭКРА».

ШЭ1113М является нетиповым шкафом защит блока генератор трансформатор, состоит из двух независимых одинаковых для защиты генератора и вспомогательного генератора.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав Алданского гидроузла входят:

- русловое здание ГЭС;
- бетонная глухая плотина;
- бетонная водосливная плотина с водогасящими сооружениями;
- грунтовая плотина;
- комплексное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ);
- производственно-технический комплекс (ПТК);
- и другие здания и сооружения..

### 6.2 Определение класса сооружений

Класс сооружений определяется по критериям, определяемым в СНиП [25]. Критерии выбора класса ГТС и выбор класса ГТС представлен в таблице 2.2. Коэффициент надежности для сооружений I класса [25]:  $\gamma_n = 1,25$ .

### 6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla ГГП$  принимают по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s \quad (6.1)$$

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

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

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

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

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не 0,8 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 26,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26^2 \cdot 6100}{9,81 \cdot 13} = 0,09 \text{ м}. \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле 4;

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 27) \cdot 10^{-7} = 26,4 \cdot 10^{-7} \quad (6.4)$$

$$d = 0,5 \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) = 0,5 \cdot (180 - 154) = 13 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определить параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

Результаты приведены в таблице 6.1:

Таблица 6.1–Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6100}{26^2} = 89$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{26} = 8150$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,017$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,5$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,017$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,5$
$\bar{h} = \frac{0,017 \cdot 26^2}{9,81} = 1,17 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot 26}{9,81} = 3,98 \text{ с}$		

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,98^2}{2 \cdot \pi} = 24,69 \text{ м.} \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d. \quad (6.7)$$

$$13 > 0,5 \cdot 24,69$$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,17 \cdot 2,13 = 2,5 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны).

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 2 \cdot 2,5 = 5,17 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами [26, Приложение Г, табл Г.1];

$k_{sp} = 1,15$  – коэффициент при коэффициенте откоса  $ctg\varphi=2$ , принимаемый по [27, таблица 7];

$k_{run} = 2$  – коэффициент, принимаемый по графикам [26, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 13,7$  на глубокой воде.

$$7. h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 5,17 + 0,09 + 0,8 = 6,05 \text{ м.} \quad (6.10)$$

$$8. \nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 180 + 6,05 = 186,05 \text{ м.} \quad (6.11)$$

### 6.3.2 Определение ширины водосливного фронта и отметки ГУ

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе. Определяется это поэтапно.

Первый этап: Определение ширины водосливного фронта.

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ .

Определим основной и поверочный расходы, отметки НБ и напоры, которые представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Основной и поверочный расходы.

	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla \text{НБ, м}$	$H, \text{ м}$
Основной, 0,1%	18621	170,97	9,03
Поверочный, 0,01%	21322	172,77	8,23

Так как напор меньше минимального напора турбин ( $H_{min} = 15 \text{ м}$ ), ГА не будут участвовать в пропуске расчетных расходов, т.е.  $Q_{ГА} = 0$ . Тогда расчетный расход, который необходимо пропустить через водосливной фронт:

$$Q_p = Q_{max}^{осн} = 18621 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $Q_{max}^{осн} = Q_{0,1\%} = 18621 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Проектируемая ГЭС возводится в условиях крайнего Севера в связи с чем возможно обледенение водосброса, наиболее рациональным вариантом будет строительство глубинного водосброса.

Принимаем расход, который должен пропускать глубинный водослив, равный  $Q_p = 18621 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Проектируем затопленные выходные отверстия. Принимаем высоту отверстия  $h_{\text{отв}} = 10 \text{ м}$ , порог водосброса на  $\nabla 154,00$ . Водослив затоплен. Перепад между бьефами равен:

$$Z = \text{НПУ} - \text{УНБ}_p = 180,00 - 170,97 = 9,03 \text{ м}, \quad (6.13)$$

Суммарная площадь выходных сечений:

$$\Sigma \omega_{\text{во}} = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gZ}} = \frac{18621}{0,82 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 9,03}} = 1706 \text{ м}^2, \quad (6.14)$$

где  $\mu = 0,82$  – коэффициент расхода.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{отв}}} = \frac{1706}{10} = 170,6 \text{ м} \quad (6.15)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Следовательно:

$$B = b \cdot n = 16 \cdot 11 = 176 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $n = 11$  – число пролетов,

$b = 16$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

При количестве пролетов больше 6 учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора и исключаем его из расчета. По этой причине добавляем ещё один пролет. Поэтому при расчете основного случая количество пролетов принимаем равным 11. Но для поверочного случая все пролеты участвуют в пропуске поверочного расхода, то есть число пролетов равно 12. Ширина водосливного фронта с дополнительным пролетом:

$$B_{\text{повер}} = B + b = 176 + 16 = 192 \text{ м} \quad (6.17)$$

Толщина быка:

$$\delta_b \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b = (3,2 \div 4) \text{ м} \quad (6.18)$$

Бык не может быть меньше 2 метров. Т.к. бык разрезной, увеличиваем его толщину на 1 метр. Толщину разрезного быка принимаем  $\delta_b = 5 \text{ м}$ .

### Второй этап: Расчет водоспускных отверстий

При проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.).

Донные отверстия предусматривают безопасный сброс воды в нижний бьеф в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты

Третий этап: Проверка на пропуск расчетного расхода при проверочном расчетном случае.

Определяем разницу напоров при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$Z_{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}^2}{\sum \omega_{\text{во}}^2 \mu^2 \cdot 2g} = \frac{21322^2}{1920^2 \cdot 0,82^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 9,35 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $Q_{\text{пов}} = 21322 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \text{УНБ}_{\text{пов}} + Z_{\text{пов}} = 172,77 + 9,35 = 182,12 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Принимаем отметку форсированного уровня  $\nabla \text{ФПУ} = 182,5 \text{ м}$ .

### **6.3.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе**

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_\delta)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 18621^2}{(16 \cdot 12 + 5 \cdot 11)^2 \cdot 9,81}} = 8,61 \text{ м}, \quad (6.21)$$

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

Сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{75,4}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (180,0 - 154,0 - 0)}} = 3,44 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $\varphi = 0,97 \div 1,00$  – коэффициент скорости в зависимости от условий истечения [27, таблица 9-10];

$q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B+n \cdot \delta_B} = \frac{18621}{16 \cdot 12 + 5 \cdot 11} = 75,4 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.23)$$

$$h'_{c2} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{НПУ} - h'_c)}} = \frac{75,4}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (180,0 - 154,0 - 3,44)}} = 3,69 \text{ м.} \quad (6.24)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,69}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{8,61}{3,69} \right)^3} - 1 \right) = 16,82 \text{ м.} \quad (6.25)$$

В данном случае сопряжение относится к типу затопленного прыжка, как так  $h''_c < h_{НБ}$ , при  $h_{НБ} = 16,97$  м.

Следовательно, гасители энергии не требуются.

### 6.3.4 Расчет энергогасящего сооружения

Так как сопряжение относится к типу затопленного прыжка, энергогасящие сооружения не требуется, но необходима водобойная плита.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_g = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h'_{c1}} = 0,15 \cdot 20,41 \cdot \sqrt{3,44} = 5,68 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где  $V_c$  - скорость в сжатом сечении на первой водобойной плите,

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_b) \cdot h'_{c1}} = \frac{18621}{(16 \cdot 12 + 5 \cdot 11) \cdot 3,44} = 20,41 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.27)$$

Так как плотина располагается на скальном основании, принимаем толщину водобойной плиты равной 3 м и заанкерим её в основание.

Длина водобойной плиты равна длине гидравлического прыжка:

$$l_g = l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c + h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,82 + 3,44) = 88,5 \text{ м.} \quad (6.28)$$

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и с фундаментной плитой. Теоретический профиль такой плотины это прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 180 - 151 = 29 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств нижнего бьефа:

$$\nabla_{ПОД} = \nabla_{ДНА} - \delta_b = 154 - 3 = 151 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Расчетная ширина подошвы плотины равняется 20,3 м при заложении низовой грани 0,7.

#### **6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами**

Здание ГЭС разрезается швами по секции шириной 32,85 м.

Температурно-усадочные швы режутся по оси быков, толщина таких швов 1 см у поверхности и 0,2 см глубже 5 м. Для глухой бетонной плотины на скальном основании принимается разрезать также как и водосливную плотину.

Уплотнение швов выполняется в виде шпонок из асфальтной мастики.

#### **6.4.3 Быки**

Быки предназначены для создания водосливных секций, для опоры сегментного рабочего затвора и ремонтного плоского и опоры для автодороги и подкрановых путей.

Для плоского затвора устраивается паз. Ранее быки принимались в гидравлических расчетах. Бык разрезной. Форма верховой грани быка выполняется полукруглой. Ширина гребня по быку равна 21,19 м. Устраивается паз для плоского ремонтного затвора, выдвинутого в ВБ с шириной 1,5 м.

Толщина разрезного быка равна 5 м. Пазовый перешеек назначаем равным 3 м. Ширина автодороги с пешеходными дорожками, ограждениями равна 8 м.

#### **6.4.4 Устои**

К левому берегу здания ГЭС примыкает глухая бетонная плотина.

Сопрягающий устой длиной 136,5 м установлен на месте примыкания правобережной грунтовой плотины и водосливной плотины.

Разделительный устой длиной 150 м устанавливается на месте примыкания водосливной плотины и здания ГЭС.

#### **6.4.5 Галереи в теле глухой бетонной плотины**

В теле глухой бетонной плотины устраивают продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3 м, высота – 3 м.

## 6.5 Конструирование элементов подземного контура плотины

### 6.5.1 Дренажные устройства

Для ограничения фильтрационного давления на плотину используется схема без цементационной завесы, с использованием вертикальной дренажной скважины. Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве.

В СП [25, таблица 5, рисунок 7] определяем напор на дренаже (для I класса при основном сочетании нагрузок отношение напора на дренаже и максимального напора равной 0,2):

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_{max} = 0,2 \cdot 24,91 = 4,98 \text{ м} \quad (6.31)$$

где  $H_{max}$  – расчетный напор равный:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ}(Q_{ВХК}) = 180 - 155,09 = 24,91 \text{ м} \quad (6.32)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды осуществляется насосами.

Глубина скважин дренажа  $h_{др} = 13,00$  м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа следует назначать не менее 2 м.

## 6.6 Конструирование элементов нижнего бьефа

Для конструирования нижнего бьефа будем использовать только рисберму.

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения рассеивания потока. Устанавливается после плиты водобоя в два ряда.

Выполняется креплением бетонных плит с длиной 5 м, шириной 17 м.

Конец участка рисбермы заканчивается зубом.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_s = 0,5 \cdot 5,68 = 2,84 \text{ м.} \quad (6.33)$$

## 6.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный расчетный случай при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

1) Вес сооружения и затворов:

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot \gamma_{\delta} \cdot b}{b + \delta_{\delta}} = \frac{222 \cdot 24 \cdot 16}{16 + 5} = 4059,4 \text{ кН/м}, \quad (6.34)$$

где  $S_{nl}$  – площадь поперечного сечения плотины;  
 $\gamma_{\delta}$  – удельный вес бетона.

Площадь поперечного сечения плотины, ее точка приложения равнодействующей силы веса плотины определяется с помощью программы КОМПАС.

Вес быка:

$$G_B = \frac{S_{\delta} \cdot \gamma_{\delta} \cdot \delta_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{589 \cdot 24 \cdot 5}{16 + 5} = 3365,6 \text{ кН/м}. \quad (6.35)$$

где  $S_{\delta}$  – площадь поперечного сечения быка  
 Вес плоского затвора (по формуле А.Р. Березинского):

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 208 \cdot \sqrt{208} \cdot 9,81 = 1618,6 \text{ кН} \quad (6.36)$$

где  $f$  – площадь затвора<sup>^</sup>  
 Вес затвора, приведенный к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1618,6}{16 + 5} = 77,1 \text{ кН/м}. \quad (6.37)$$

2) Сила гидростатического давления воды:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего и нижнего бьефов соответственно:

$$T_v = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 29^2}{2} = 4205,0 \text{ кН}, \quad (6.38)$$

где  $h_1 = \nabla НПУ - \nabla ПОД = 180 - 151 = 29 \text{ м}$ .

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,09^2}{2} = 83,6 \text{ кН}, \quad (6.39)$$

где  $h_2 = \nabla УНБ(Q_{ВХК}) - \nabla ПОД = 155,09 - 151 = 4,09 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{\text{эн}}^H = 10 \cdot 2,7 = 27,0 \text{ кН}, \quad (6.40)$$

где  $S_{\text{эн}}^H$  – площадь поперечного сечения пригруза воды в нижнем бьефе.

3) Равнодействующая взвешивающего давления:

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

$$p_{взв} = \gamma_w \cdot h_2 = 10 \cdot 4,09 = 40,9 \text{ кПа.} \quad (6.41)$$

Сила взвешенного давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{взв}} \cdot \gamma_w = 107,57 \cdot 10 = 1075,7 \text{ кН,} \quad (6.42)$$

где  $S_{\text{взв}}$  – площадь эпюры взвешенного давления.

4) Сила фильтрационного давления:

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований построена с указаниями [25].

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_{\phi} = S_{\phi} \cdot \gamma_w = 203,16 \cdot 10 = 2031,6 \text{ кН,} \quad (6.43)$$

где  $S_{\phi}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на плотину.

5) Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 5 \text{ кПа,} \quad (6.44)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов;

$\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{5 \cdot 1}{2} = 2,5 \text{ кН/м.} \quad (6.45)$$

Боковое давление грунта, пригруженное слоем наносов:

$$p'_{\text{зр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{зр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = 2,73 \text{ кПа,} \quad (6.46)$$

где  $\varphi_{\text{зр}}$  – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

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

$$\begin{aligned} p''_{\text{гр}} &= (\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (11 \cdot 1 + 13,3 \cdot 0) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = 2,73 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.47)$$

Удельный вес взвешенного грунта  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$  равняется:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{зр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \text{ кН/м}^3, \quad (6.48)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта;

$n_0$  – пористость сухого грунта.

Численное значение равнодействующей силы активного давления грунта на п.м. длины плотины  $E_{ав} = 15 \text{ кН/м}^3$ .

б) Волновое давление:

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

$$W_{волн} = \frac{\gamma_w \cdot h_{1\%}}{2} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot \frac{10 \cdot 2,5}{2} \cdot \left( \frac{24,69}{\pi} + \frac{0,79}{2} \right) = 103,03 \text{ кН}, \quad (6.49)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{\pi \cdot 2,5^2}{24,69} = 0,79 \text{ м}. \quad (6.50)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{24,69}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,5 = 3,00 \text{ м}. \quad (6.51)$$

### 6.7.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчета составим таблицу, в которую можно занести все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузкам  $\gamma_f$  для каждой нагрузки соответственно. Результаты расчета представлены в таблице 6.3:

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок

Номер позиции	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	$T_v$	1	→	4205,0	9,67	40662,4
2	$T_n$	1	←	83,6	1,36	-113,8
3	$G_6$	0,95	↓	3365,6	4,75	-15986,6
4	$G_{пл}$	0,95	↓	4059,4	0,62	-2516,8
5	$W_{взв}$	1	↑	1075,7	0	0,0
6	$W_\phi$	1	↑	2031,6	6,64	13489,8
7	$W_{волн}$	1	→	103,0	26	-2678,9
8	$W_{пр НБ}$	1	↓	27,0	11,9	321,3
9	$E_n$	1,2	→	2,5	3,33	8,3
10	$E_{ав}$	1,2	→	15,0	1,34	20,1
11	$q_3$	0,9	↓	77,1	3,41	262,8
			N	15046	$\Sigma M$	33469

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{15,046}{21,7} + \frac{6 \cdot 15321}{21,7^2} = -484 \text{ кПа}; \quad (6.52)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = 0 - 10 \cdot 29 \cdot 1 = -290 \text{ кПа}; \quad (6.53)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 29 - 484) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.54)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -484 \cdot 1 + 0 = -484 \text{ кПа}; \quad (6.55)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 29 = -290 \text{ кПа}; \quad (6.56)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot \left\{ -484 \cdot [0 + 1] + 10 \cdot 29 \cdot \left[ 0 - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\} = -396 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.57)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{16214}{26,3} - \frac{6 \cdot 15321}{26,3^2} = -749 \text{ кПа}; \quad (6.58)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -749 + 1 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 4,09 \cdot (1 - 0,7^2) = -388 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.59)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,09 - 749) \cdot 0,7 = 496 \text{ кПа}; \quad (6.60)$$

$$\sigma_1^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 4,09 = -41 \text{ кПа}; \quad (6.61)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -749 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 4,09 \cdot 0,7^2 = -1097 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.62)$$

где  $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины;

$\sigma_c^u$  – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани;

$N$  – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\Sigma M$  – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

$B_d$  – ширина подошвы;

$m_u, m_t$  – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u, H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефа;

$\delta$  – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha$  – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.4:

Таблица 6.4 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
основное сочетание нагрузок			
напряжение	кПа	напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-484	$\sigma_y^t$	-749
$\sigma_x^u$	-290	$\sigma_x^t$	-388
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	496
$\sigma_1^u$	-484	$\sigma_1^t$	-41
$\sigma_3^u$	-290	$\sigma_3^t$	-1097
$\sigma_c^u$	-396		

### 6.7.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.63)$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка бетона В5);

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

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы.

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1097| \leq 0,9 \cdot 2800;$$

$$1371 \text{ кПа} \leq 2520 \text{ кПа}.$$

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.64)$$

$$-484 \text{ кПа} < 0 \text{ кПа}.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.65)$$

$$|-484| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 29;$$

$$484 \text{ кПа} \geq 72,5 \text{ кПа}.$$

4) В контактном сечении:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &\leq 0; \\ -396 &\leq 0. \end{aligned} \quad (6.66)$$

5) Под всей плотиной:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^{max}| &\leq R_c, \\ |-749| \text{ кПа} &\leq 50000 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.67)$$

где  $R_c$  – предел прочности на одноосное сжатие для скального основания [29, табл.5].

#### 6.7.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости водосливной плотины на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига проходящих по контакту бетон–скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.68)$$

где  $R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_{б} + q_3 - W_{ф} - W_{взв} + W_{np,нб}) \cdot tg\varphi + c\omega = (217,9 + 6612,7 + 39,4 - 2031,6 - 1075,7 + 27,0) \cdot 0,7 + 70 \cdot 26,3 == 5764 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

где  $c$  – сцепление скального грунта, кПа;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м ( $B_n \cdot 1$  п.м);

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_6 - T_n + W_{волн} + E_n + E_{ав} = 4205,0 + 83,6 + 103,0 + 2,5 + 15,0 = 4242 \text{ кН/м}. \quad (6.70)$$

$$\frac{5764 \cdot 0,95}{4242 \cdot 1} \geq 1,25;$$

$$1,29 \geq 1,25.$$

В результате расчетов было выявлено, что водосливная плотина отвечает требованиям прочности и надежности, а также является экономичной.

#### 6.8 Проектирование грунтовой плотины

Определяем вид грунтов для возведения грунтовой плотины, расстояние от створа до карьеров, где будет добываться грунт для укладки.

Грунтовая плотина является земляной насыпной. Также будет использован выемной грунт, который вынимают из-под подошвы. Отсыпка происходит насухо с уплотнением. Противофильтрационным элементом является буробетонная диафрагма

По грунтовой плотине будет проходить автодорога, поэтому ширина гребня грунтовой плотины равна 16 м. Длина грунтовой плотины по гребню 702 м.

Коэффициент откоса верховой и низовой граней принят ранее и равен 2. Верховой откос будет крепиться железобетонными плитами.

## **7 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды**

### **7.1 Мероприятия по охране труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда являются создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно–технических и санитарно–гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности. Расследование несчастных случаев на ГЭС производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций. В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование, гидротехнических сооружений, механизмов затворов гидротехнических сооружений, по расчистке водных объектов и сооружений от сора, по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения, по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа, по расчистке водохранилищ от наносов, на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период, на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

## **7.2 Пожарная безопасность**

### **7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности**

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России».

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

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

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

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

### **7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях**

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям.

Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно–монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких–либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от облучения и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съёмные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъёма вручную.

### **7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Алданского гидроузла**

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

При строительстве Алданского 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;
- создание карьеров для выемки грунта для сооружения грунтовой плотины;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство посёлка для строителей и эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. В этот период нарушается естественный ландшафт местности, возможно загрязнение воды сточными водами строительного посёлка, а также созданное водохранилище

приводит к климатическим изменениям. 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, а также загрязняющих веществ, таких как фенол. Также при строительстве Алданского ГУ существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы соответствующим образом.

### 7.3.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учётом необходимых инженерных изысканий, расчётов, вариантных проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ;

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

### 7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно–монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{140000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 6300 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объём бетонных работ;

$q$  – удельный норматив образования;

$\rho$  – плотность бетона.

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{200 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 4,0 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры;  
 $q$  – удельный норматив образования;  
 $\rho$  – удельный вес арматуры.

Таким образом, в результате строительства будет образовано 6300 тонны лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4 тонн отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.3.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

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 гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

#### **7.3.5 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 62 км<sup>2</sup>, в том числе 100 га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют населенные пункты и важные экономические производственные социально–культурные объекты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением, необходимо провести следующие мероприятия по возмещению ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **7.3.6 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.

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.

### **7.3.7 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции**

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого

объёма воды. При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;

2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;

3. Сточные производственные воды перед сбрасыванием очищать и провести контроль сбрасываемого стока на наличие вредных примесей. После этих процедур сбрасывать в водоём;

4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;

5. Твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утверждёнными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязнённых вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и применяемым материалам.

При эксплуатации ГЭС должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязнённых вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

## 8 Технико–экономические показатели

### 8.1 Оценка объёмов реализации энергии и расходов

В данной части произведен расчёт основных экономических показателей, всех затрат и определение чистой прибыли. В результате произведённых расчётов проводится разбор проекта и делается вывод о целесообразности строительства гидроузла.

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электричество является товаром, который приобретают участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) у генерирующих компаний, а участники розничного рынка (РЭМ) у энергосбытовых компаний.

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые года эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	50,81	362,9	711,29	900
Число часов использования установленной мощности	4700	4700	4700	4700
Выработка электроэнергии, МВт·ч	238807	1705630	3343063	4230000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	0,5	0,5	0,5	0,5
Расходы эл. энергии на собственные нужды, МВт·ч	1194	8528	16715	21150
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	237613	1697102	3326348	4208850
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	970	1007	1042	1077
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	230,5	1709,0	3466,1	4532,9
НДС к выручке, млн. руб.	46,1	341,8	693,2	906,6

Таким образом, тариф на электроэнергию растёт, что влечёт за собой увеличение выручки от реализации электроэнергии.

Таким образом, динамика выручки положительная, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию, согласно Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг.

#### 8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учётом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя: амортизационные отчисления; расходы по страхованию имущества; эксплуатационные расходы; расходы на ремонт производственных фондов; расходы на услуги регулирующих организаций; налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%. Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчёте на 1 МВт установленной мощности. Период расчёта в программе 360 месяцев, период окупаемости 106 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,20	229,68
Прочие	274,00	246,60
Итого по ГЭС		476,28

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	1-5 год	5-15	16-25	Свыше 25
Величина, %	0,04	0,06	0,08	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	12,222
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	8,530
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	2,473
Итого		23,225

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом РФ для реки Алдан, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в 2020-2024 гг. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	53,93	168,26	274,03	309,17	309,17
Расходы на страхование, млн. руб.	0,60	15,66	50,71	100,27	152,80
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	14,36	102,56	201,01	254,34	254,34
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,04	0,98	3,17	6,27	14,33
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	1,84	10,43	19,33	23,23	23,23
Налог на воду, млн. руб.	3,01	17,46	31,81	37,32	37,32
Итого, млн. руб.	73,77	315,34	580,07	730,59	791,18

Величина текущих затрат представлена на рисунке 8.2.

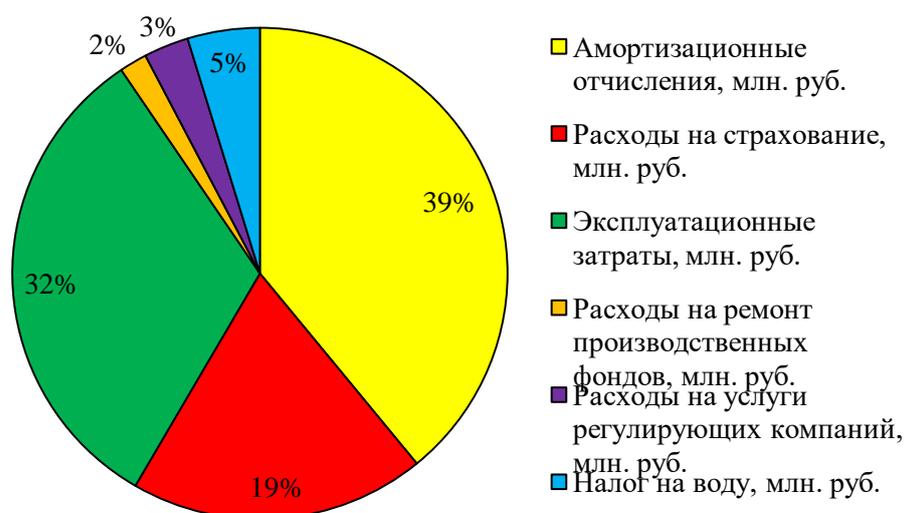


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат

Вывод: основную часть текущих затрат составляют расходы на ремонт производственных фондов (39%) и эксплуатационные затраты (32%).

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб.	65,64	559,10	1087,98	1337,37	1383,81
НДС, млн. руб.	94,35	572,48	1081,91	1318,30	1358,87
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	18,83	24,97	24,97	24,97	24,97
Налог на имущество, млн. руб.	24,36	98,33	164,39	193,13	186,33
Водный налог, млн. руб.	3,01	17,46	31,81	37,32	37,32
Итого, млн. руб.	206,30	1272,48	2391,21	2911,24	2991,45

Таким образом, основную часть налоговых затрат составляют налог на прибыль (46%) и НДС (46%). Данные налоги одни из самых больших для данного проекта из-за дороговизны оборудования ГЭС.

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль является одним из важных показателей финансовых результатов деятельности генерирующей компании и в целом представляет разницу между ценой электроэнергии и её себестоимостью.

Основная производственная деятельность проектируемой ГЭС отображается в «Отчёте о прибылях и убытка». В отчёте определяются и указываются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые года эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млрд. руб.	0,68	3,41	6,22	7,35	7,57
Текущие расходы, млрд. руб.	0,07	0,32	0,58	0,73	0,79
Валовая прибыль, млрд. руб.	0,68	3,39	6,18	7,31	7,53
Скорректированный налог на прибыль, млрд. руб.	0,09	0,60	1,13	1,34	1,39
Чистая прибыль, млрд. руб.	0,42	2,40	4,51	5,37	5,55
Ставка налога на прибыль, %	20,0				

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.4.

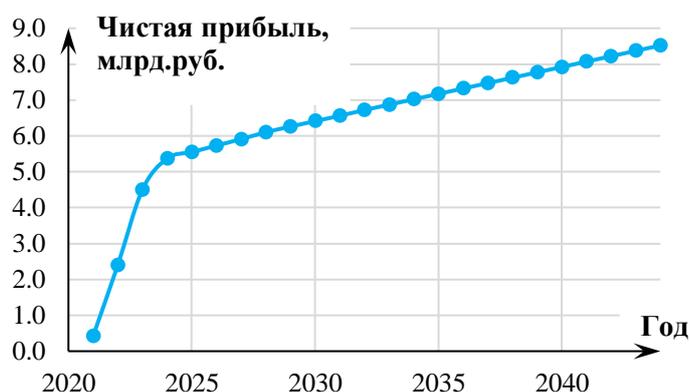


Рисунок 8.4 – График чистой прибыли

Таким образом, чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.5.

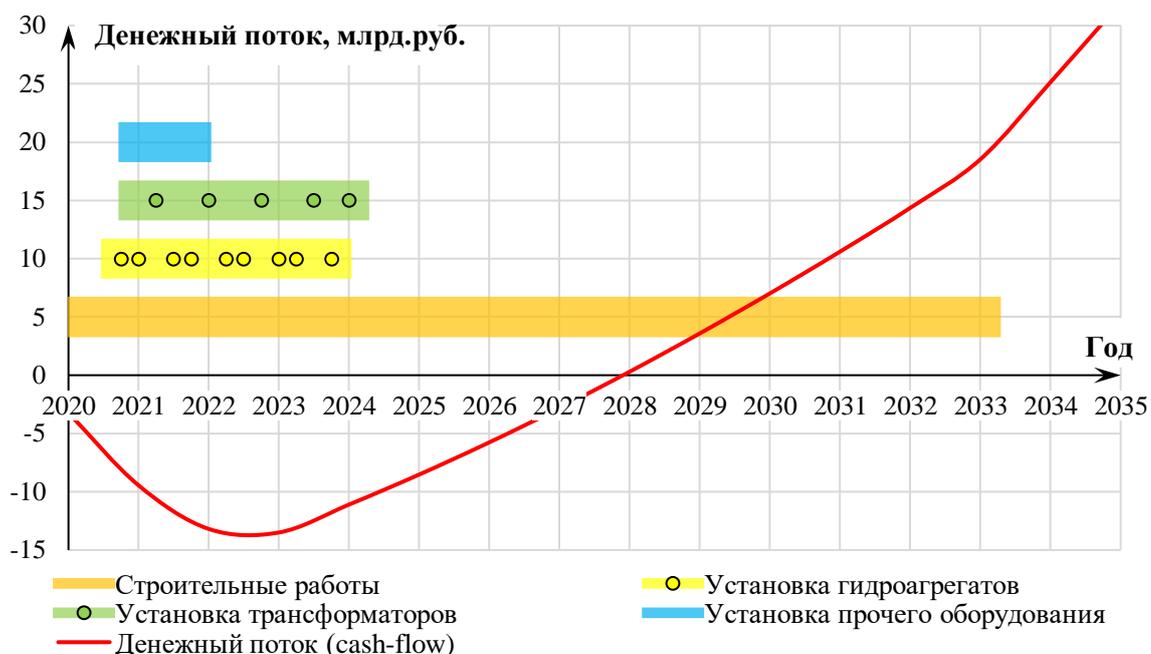


Рисунок 8.5 - Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

Таким образом, основные расходы составляет установка основного и вспомогательного оборудования, что сказывается на денежном потоке проекта. Когда оборудование установлено, то есть основные вложения закончены, денежный поток увеличивается. В конце 2027 года наблюдается точка безубыточности, денежный поток становится положительным.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### 8.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования составляет 30 лет;
- используемая финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчётах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчётах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства

Алданской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### 8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчётов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии. Под расходами понимаются кредитные и собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Алданской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	106
Чистый приведённый доход – NPV, млрд. руб.	10,45
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,84
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	1,60
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1100

Таким образом, проект можно считать эффективным, так как он окупается за 8 лет и 10 месяцев, индекс прибыльности больше 1 при учете большинства рисков (ставка дисконтирования 11,6%).

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты в первые года эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн. руб.	181,82	1174,00	2226,67	2717,96	2804,98
В региональный бюджет, млн. руб.	24,47	98,48	164,54	193,28	186,47
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	206,30	1272,48	2391,21	2911,24	2991,45

Таким образом, налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Наиболее значимые для проекта риски:

- рыночные (объем продаж);
- капитальные (капитальные затраты);
- операционные риски (операционные расходы).

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставка налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.7 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

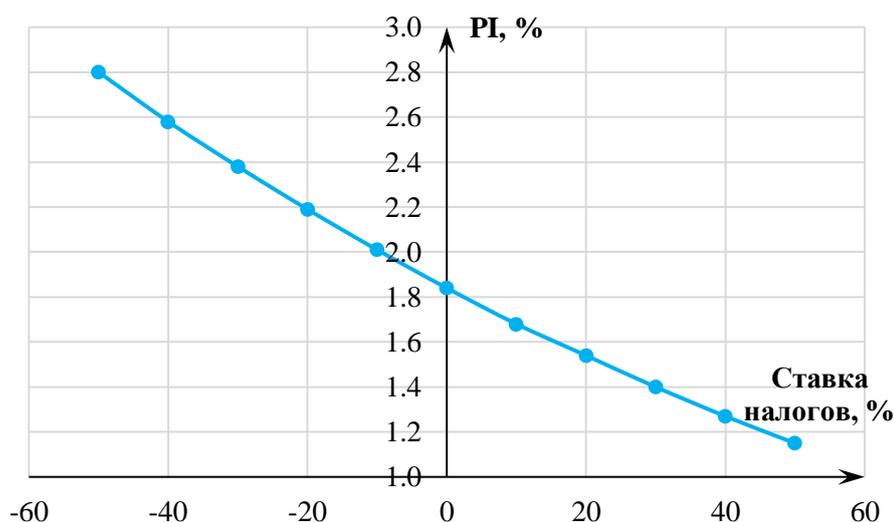


Рисунок 8.7 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Таким образом, увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут, следовательно доходы проекта уменьшается, так как деньги идут на оплату налогов.

На рисунке 8.8 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

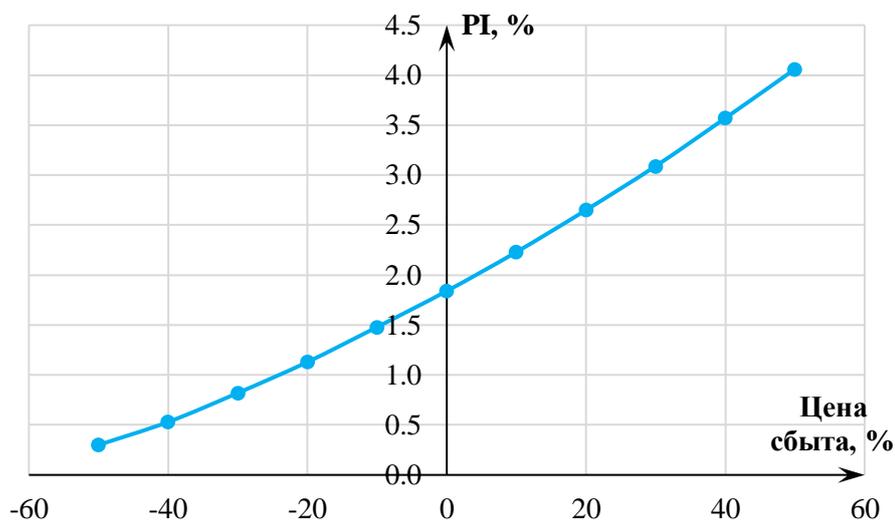


Рисунок 8.8 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Таким образом, при увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект.

На рисунке 8.9 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

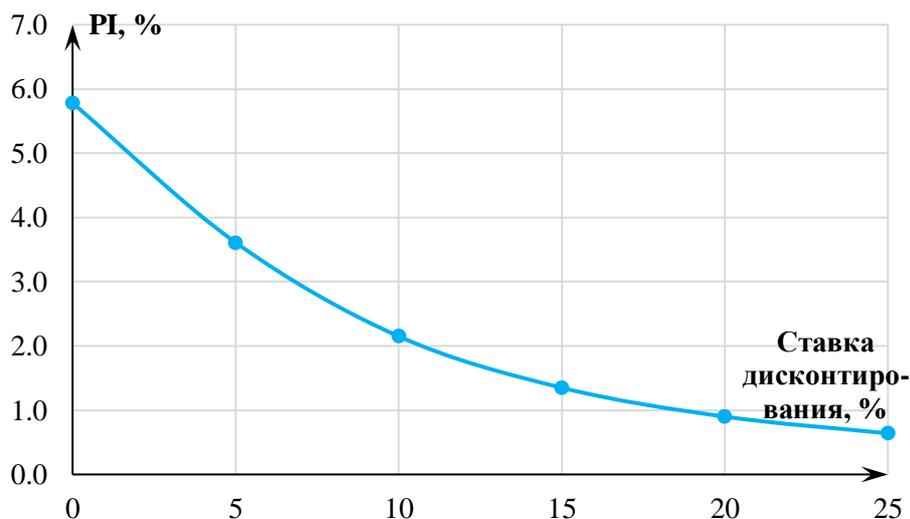


Рисунок 8.9 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Таким образом, при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли, так как с увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость.

## **9 Геоинформационные технологии в гидроэнергетическом проектировании**

В данной работе предложено решение основных этапов проектирования гидроэлектростанции (ГЭС) с применением ГИС-технологий. Произведён расчёт основных гидрологических данных ГЭС, характеристик водохранилища, выбран створ. На основании расчётных данных выполнен предварительный выбор гидроагрегатов. Это позволяет при проектировании ГЭС оптимизировать водно-энергетические расчёты, которые непосредственно влияют на дальнейшие этапы проектирования, а также снизить трудозатраты.

Выполнен сравнительный анализ погрешностей в определении основных характеристик ГЭС и водохранилища.

В работе проведён краткий анализ работ по данной теме российских и зарубежных исследователей.

### **9.1 Актуальность проблемы**

На сегодняшний день возобновляемые источники энергии – перспективное направление развития мировой энергетики. В последние годы ГИС-технологии активно применяются при определении гидроэнергетических потенциалов регионов различных стран, определения створов будущих ГЭС, оптимизация расположения створов, оценки влияния ГЭС на экологию регионов. Всё это говорит об актуальности использования ГИС-технологий в гидроэнергетике.

В течение всего периода обучения студентов Саяно-Шушенского филиала по профилю «Гидроэлектростанции» выпускная квалификационная работа формируется в результате выполнения ряда курсовых проектов по дисциплинам «Использование водной энергии», «Гидравлические машины», «Гидротехнические сооружения», «Электрические станции и подстанции». Результаты расчётов исходного курсового проекта являются исходными данными для последующего. От точности задания основных гидрологических данных проектируемой станции зависят результаты расчётов по курсовому проекту «Использование водной энергии» и последующих курсовых проектов. Некорректно заданные исходные данные для проектирования ГЭС в конечном итоге, как правило, не позволяют подобрать гидроагрегат. В связи с этим остро стоит вопрос корректного задания исходных данных.

Использование традиционных методов выбора створов и параметров ГЭС, основанных на обработке топографических карт, статистических данных и другой информации, приводит в процессе проектирования к значительным погрешностям. Это отрицательно сказывается на качестве проектирования, а также ведёт к значительным трудозатратам.

Использование ГИС-технологий в проектировании ГЭС позволяет достичь высокой степени точности проектных решений, ускорить процесс проектирования, а также повысить качество проектирования. Автоматизированный подход дает возможность решать поставленные задачи в более сжатые сроки и с малыми трудозатратами, что актуально в современных

условиях. Использование ГИС-технологий эффективно при принятии решения на предпроектных стадиях, позволяет с высокой точностью определять основные гидрологические данные ГЭС, объем и площадь водохранилища, характеристики зависимости отметки нижнего бьефа (НБ).

## 9.2 Определение исходных данных с помощью геоинформационных технологий

С применением ГИС-технологий на предварительном этапе проектирования ГЭС определяется створ, рассчитываются основные гидрологические данные, характеристики водохранилищ.

Технические характеристики проектируемой ГЭС зависят от точности задания основных гидрологических данных.

Контрольные расчеты проведены на примере Чебоксарской ГЭС.

Среднемноголетний расход  $Q$ , статический напор  $H$ , объем  $V$  и площадь  $F$  водохранилища для проектируемой станции были определены при помощи программ ArcGISPro и GoogleEarthPro.

Коэффициент мощности Чебоксарской ГЭС [3]:

$$k_N = \frac{N_{\text{ЧеГЭС}}}{Q_{\text{ЧеГЭС}} \cdot H_{\text{ЧеГЭС}}} = \frac{1404}{5760 \cdot 28} = 8,71. \quad (9.1)$$

где  $Q$  – среднемноголетний расход, м<sup>3</sup>/с;

$H$  – предварительный максимальный статический напор ГЭС, м.

Для проектируемой ГЭС коэффициент мощности зависит от напора и находится в интервале  $k_N = 8,6 \div 8,8$  [3].

С помощью модуля «Гидрология (Hydrology)» ArcGISPro определена пропускная способность проектируемой ГЭС  $Q_{\text{ЧеГЭС,средн.}}^{\text{расч.}} = 5800$  м<sup>3</sup>/с. Минимальная и максимальная отметки зеркала водохранилища определены с помощью GoogleEarthPro над уровнем моря 46 метров и 74 метра соответственно, максимальный статический напор ГЭС  $H=28$ метров.

Мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q \cdot H = 8,71 \cdot 5800 \cdot 28 = 1414 \text{ МВт} \quad (9.2)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения и КПД гидроагрегата.

Фактические и расчетные данные основных характеристик представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Основные фактические и расчетные характеристики Чебоксарской ГЭС и проектируемой ГЭС

	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$N, \text{ МВт}$
Фактические	5760	28	1404
Расчетные	5800	28	1414

Относительная погрешность гидрологических параметров:

$$\Delta_Q \% = \left| \frac{Q_{\text{реал}} - Q_{\text{расч}}}{Q_{\text{реал}}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{5760 - 5800}{5760} \right| \cdot 100\% = 0,7\%; \quad (9.3)$$

$$\Delta_H \% = \left| \frac{H_{\text{реал}} - H_{\text{расч}}}{H_{\text{реал}}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{28 - 28}{28} \right| \cdot 100\% = 0\%; \quad (9.4)$$

$$\Delta_N \% = \left| \frac{N_{\text{реал}} - N_{\text{расч}}}{N_{\text{реал}}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{1404 - 1414}{1404} \right| \cdot 100\% = 0,7\%. \quad (9.5)$$

С помощью программы GoogleEarthPro определена площадь поверхности и объем водохранилища проектируемой ГЭС (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Зеркало водохранилища проектируемой ГЭС

Расчётные данные по водохранилищу представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Фактические и расчетные характеристики площади и полного объема водохранилищ

	Фактические	Расчетные	$\Delta, \%$
Площадь водохранилища $F, \text{ км}^2$	2190	2275	3,9
Полный объем водохранилища $V, \text{ км}^3$	13,85	13,5	2,5

При расчете суточной сработки принимаем гарантированную мощность станции 90% от установленной:

$$N_{\text{расч}}^{\text{гар}} = 0,9 \cdot 1414 = 1272 \text{ МВт}. \quad (9.6)$$

Часы максимальной нагрузки определены из суточного графика нагрузки (рисунок 9.2).

Ввиду большой мощности станции проектируемая ГЭС будет работать не на РДУ, а на ОДУ. Территориально проектируемая ГЭС относится к ОДУ Средней Волги.

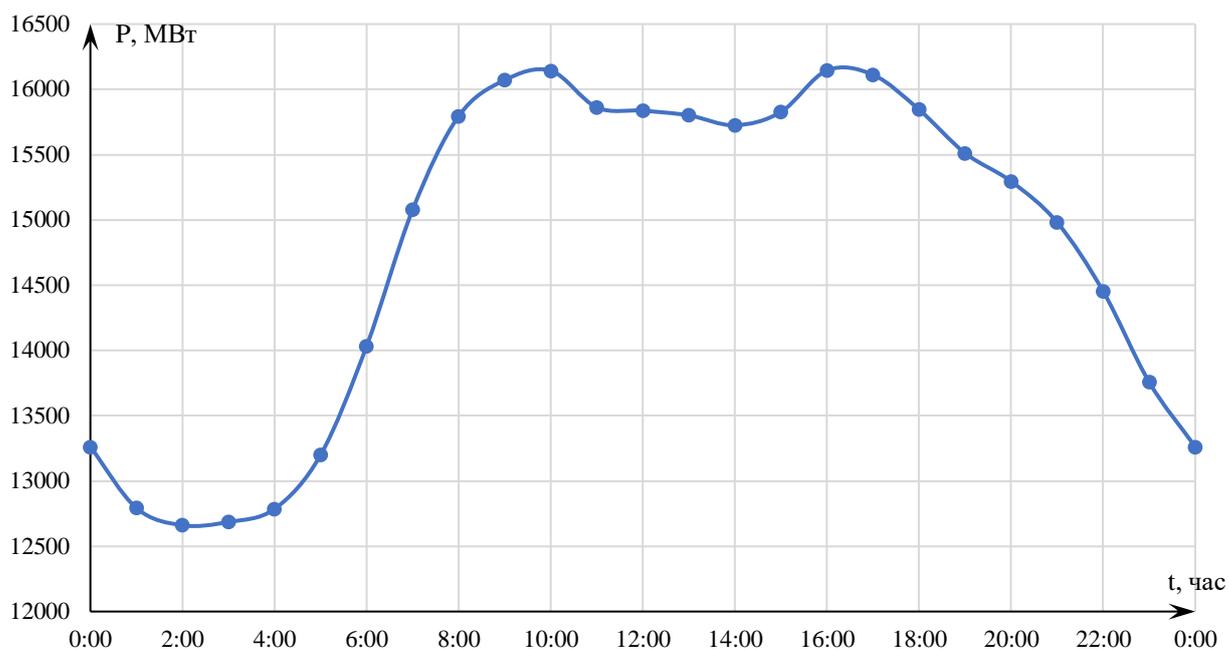


Рисунок 9.2 – Суточный график ОЭС Средней Волги

Гидрограф проектируемой ГЭС представлен на рисунке 9.3:

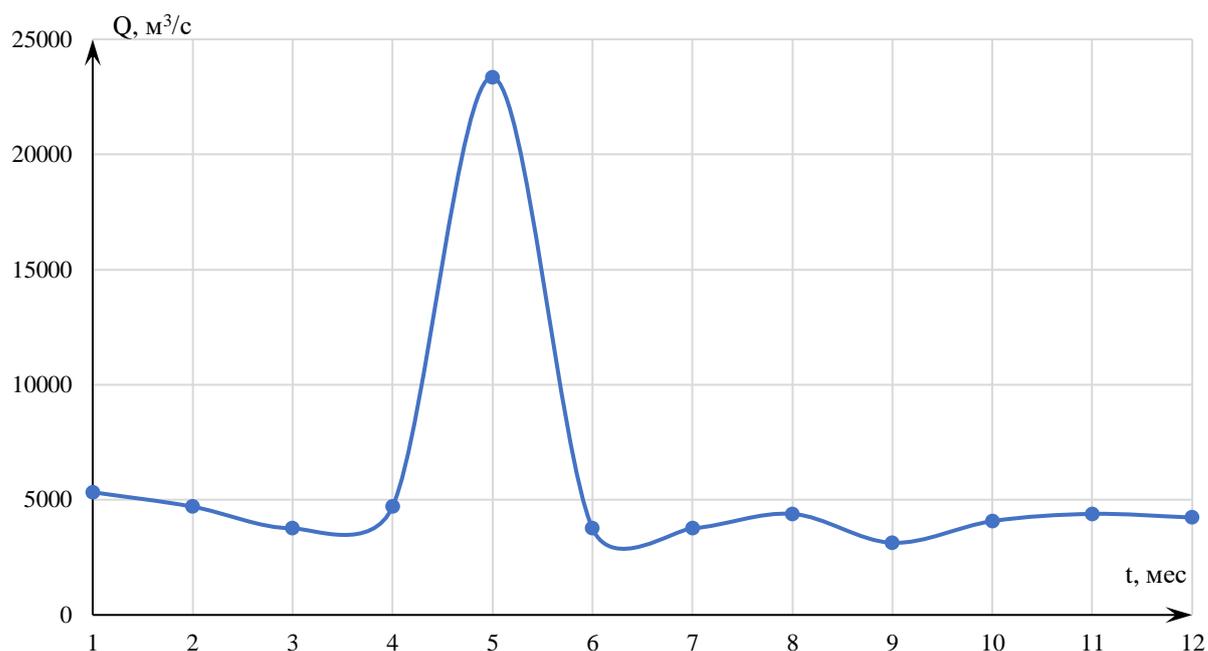


Рисунок 9.3 – Гидрограф для створа проектируемой ГЭС

По гидрографу определён бытовой расход для месяца января  $Q_{\text{быт}}^{\text{янв}} = 5330 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Потери расхода составляют 4% от бытового расхода:

$$\sum Q^{\text{янв}} = 0,04 \cdot 5330 \approx 213 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (9.7)$$

Полезный бытовой расход за январь:

$$Q_{п.б.}^{январь} = Q_{быт}^{январь} - \sum Q^{январь} = 5330 - 213 = 5116 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (9.8)$$

Из суточной сработки (таблица 9.3) рассчитаем уровень мертвого объема (УМО), а также полный и полезный объёмы водохранилища.

Суточная сработка предполагает расчет наполнения или сработки по каждому часу принятых суток. Следовательно, для каждого часа сработки за январь принимается одинаковое значение полезного бытового расхода, рассчитанного по формуле 9.8. Также расход ВХК одинаков для каждого часа.

Холостой выпуск в расчетах не используется, следовательно расход холостых сбросов равен 0.

Таблица 9.3 – Суточная сработка за январь проектируемой ГЭС

Час	Расход, м <sup>3</sup> /с						Объёмы водохранилища, м <sup>3</sup>			Уровни, м			Напор, м	Мощность, МВт	Выработка, МВтч
	Q <sub>п.б.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>ХС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub> <sup>ВВ</sup>	Z <sub>кон</sub> <sup>ВВ</sup>	Z <sub>НБ</sub>			
9	5116	6710	1380	0	3600	6496	13,4	0,1	13,3	74,00	73,97	51,04	22,7	1300	31,2
10	5116	6725	1395	0	3600	6511	13,3	0,1	13,2	73,97	73,92	51,05	22,7	1300	31,2
11	5116	9350	4020	0	3600	9136	13,2	0,3	12,8	73,92	73,77	52,58	21,1	1694	40,7
12	5116	9350	4020	0	3600	9136	12,8	0,3	12,5	73,77	73,59	52,58	20,9	1681	40,3
13	5116	9350	4020	0	3600	9136	12,5	0,3	12,1	73,59	73,38	52,58	20,7	1665	40,0
14	5116	9350	4020	0	3600	9136	12,1	0,3	11,8	73,38	73,12	52,58	20,5	1646	39,5
15	5116	9350	4020	0	3600	9136	11,8	0,3	11,4	73,12	72,84	52,58	20,2	1624	39,0
16	5116	6975	1645	0	3600	6761	11,4	0,1	11,3	72,84	72,71	51,20	21,4	1271	30,5
17	5116	7015	1685	0	3600	6801	11,3	0,1	11,1	72,71	72,57	51,23	21,2	1269	30,5
18	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,1	-0,1	11,3	72,57	72,71	48,94	23,5	700	16,8
19	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,3	-0,1	11,4	72,71	72,85	48,94	23,6	704	16,9
20	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,4	-0,1	11,6	72,85	72,97	48,94	23,8	708	17,0
21	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,6	-0,1	11,7	72,97	73,10	48,94	23,9	712	17,1
22	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,7	-0,1	11,9	73,10	73,21	48,94	24,0	716	17,2
23	5116	3600	-1730	0	3600	3386	11,9	-0,1	12,0	73,21	73,32	48,94	24,1	719	17,3
24	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,0	-0,1	12,2	73,32	73,42	48,94	24,2	722	17,3
1	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,2	-0,1	12,3	73,42	73,51	48,94	24,3	725	17,4
2	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,3	-0,1	12,5	73,51	73,60	48,94	24,4	728	17,5
3	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,5	-0,1	12,6	73,60	73,68	48,94	24,5	730	17,5
4	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,6	-0,1	12,8	73,68	73,76	48,94	24,6	732	17,6
5	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,8	-0,1	12,9	73,76	73,83	48,94	24,7	735	17,6
6	5116	3600	-1730	0	3600	3386	12,9	-0,1	13,1	73,83	73,89	48,94	24,7	737	17,7
7	5116	3600	-1730	0	3600	3386	13,1	-0,1	13,2	73,89	73,95	48,94	24,8	738	17,7
8	5116	3600	-1730	0	3600	3386	13,2	-0,1	13,4	73,95	74,00	48,94	24,8	740	17,8

После выполнения сработки сравниваем характерные объёмы водохранилищ (таблица 9.4).

Таблица 9.4 – Характерные объёмы водохранилища проектируемой ГЭС

	Фактические	Расчетные	Δ, %
Полный объем V <sub>полный</sub> , м <sup>3</sup>	13,85	13,5	2,5
Объем при отметке УМО V <sub>УМО</sub> , м <sup>3</sup>	11,36	11,14	1,9
Полезный объем V <sub>полезн</sub> , м <sup>3</sup>	2,49	2,36	5,2

Выбор гидротурбины осуществляется из соотношения:

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq k \quad (9.9)$$

где  $H_{min}$  – минимальный напор станции;

$H_{max}$  – максимальный напор, развиваемый гидротурбиной (должен превышать максимальный напор ГЭС);

$k$  – коэффициент, для поворотно-лопастной турбины равен 0,5, для радиально-осевой – 0,6.

Максимальный, расчетный и минимальный напоры, определяются из режимного поле проектируемой ГЭС (рисунок 9.4).

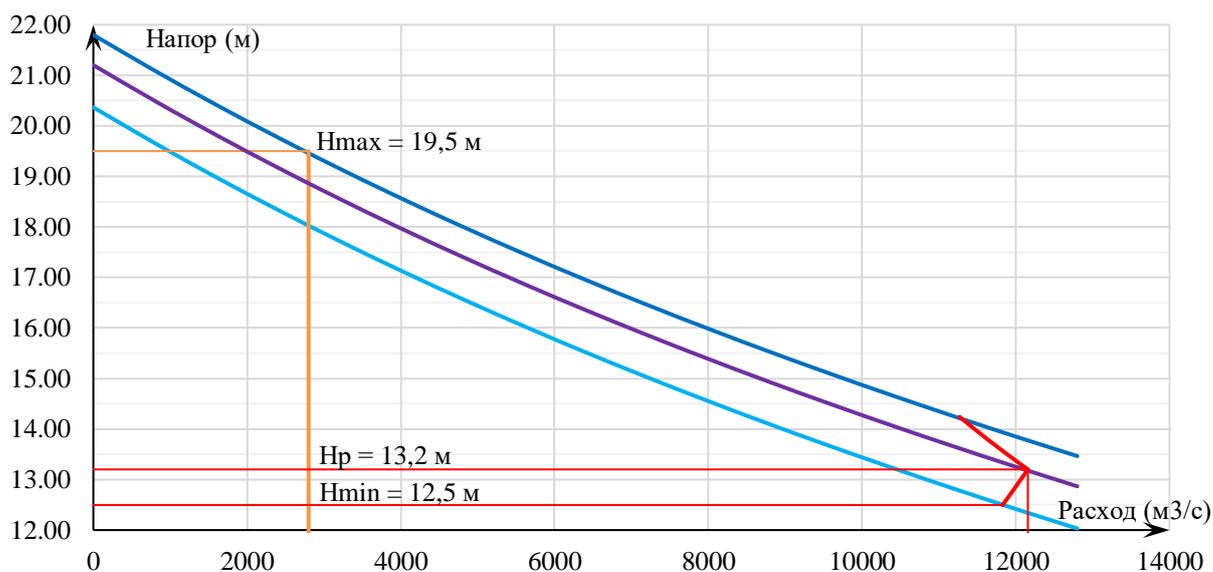


Рисунок 9.4 – Режимное поле проектируемой ГЭС

### 9.3 Выбор основного гидроэнергетического оборудования для контрольного примера

Из рисунка 9.4 определён максимальный напор 19,5 метров, минимальный 12,5 метров. На проектируемой ГЭС можно установить турбины ПЛ20-В.

Стандартный ряд диаметров турбин ПЛ20-В находится в диапазоне от 280 до 1000 см: 280; 300; 315; 335; 355; 375; 400; 425; 450; 475; 500; 530; 560; 600; 670; 710; 750; 800; 850; 900; 950; 1000.

Расчеты мощности и количества агрегатов для нескольких диаметров представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Возможные диаметры турбин ПЛ20-В для проектируемой ГЭС

Турбина	ПЛ20-В-1000	ПЛ20-В-950	ПЛ20-В-900	ПЛ20-В-850	ПЛ20-В-800
$D_1$ , м	10	9,5	9	8,5	8
$\eta_{нт}$	0,928	0,928	0,927	0,927	0,926
$N'_{агр}$ , кВт	79167	71414	64062	57111	50560
$Z'_{агр}$	17,86	19,80	22,07	24,76	27,97
$Z_{агр}$	18	20	23	25	28
$N_{агр}$ , кВт	78556	70700	61478	56560	50500

К дальнейшему рассмотрению принимаются турбины ПЛ20-В-1000 и ПЛ20-В-950.

Выбор гидрогенераторов осуществляется из условий:

- синхронная частота вращения генератора должна соответствовать частоте вращения гидротурбины.

- мощность агрегата может находиться в определенном интервале:  
 $(N_{\text{агр}}^{\text{мин}} \div N_{\text{агр}}) = (0,9 \div 1)N_{\text{агр}}$ .

Рассчитаем синхронную частоту вращения для выбранных турбин.

Поправка на приведенную частоту вращения натурной гидротурбины:

$$\Delta_p = \frac{\eta_{\text{нт}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (9.10)$$

Расчетная синхронная частота вращения:

$$n'_c = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p} \cdot \frac{1}{D_1} \quad (9.11)$$

где  $n'_{1p}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке, определяется из главной универсальной характеристике графическим способом.

Синхронная частота вращения принимается ближайшей большей до стандартного значения (таблица 9.7).

Таблица 9.7 – Синхронная частота вращения ПЛ20-В-1000 и ПЛ20-В-950.

$D_1$ , м	10	9,5
$n'_{c1}$ , об/мин	54,35	57,20
$n_{c1}$ , об/мин	57,7	57,7

Генераторы для каждого типа турбин указаны в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Типы генераторов для проектируемой ГЭС

	ПЛ20-В-1000	ПЛ20-В-950
$N_{\text{агр}}$ , МВт	78,56	70,7
$N_{\text{агр}}^{\text{мин}}$ , МВт	70,7	63,63
$n_{c1}$ , об/мин	57,7	57,7
Генератор	СВ 1470/149-104 У4	нет
Мощность генератора, МВт	78	

Для гидротурбины ПЛ20-В-1000 подбираем синхронный гидрогенератор СВ 1470/149-104 У4. На Чебоксарской ГЭС установлены 18 гидрогенераторов СВ 1470/149-104 У4.

Результаты расчёта совпали с данными Филиала ПАО «РусГидро» - Чебоксарская ГЭС.

#### **9.4 Выводы**

1. Гидрологические данные, полученные в результате использования программ ArcGIS Pro и Google Earth Pro, позволяют получить основные гидрологические характеристики проектируемой гидроэлектростанции с высокой степенью точности.

2. Использование ГИС-технологий на стадии предпроектного обоснования ГЭС позволяет рассчитать основные гидрологические характеристики, выбрать створ, рассчитать характеристики водохранилища.

3. Основные гидрологические характеристики, определённые с помощью ГИС-технологий позволяют на последующих этапах проектирования ГЭС оптимизировать расчёты.

4. Использование ГИС-технологий на последующих этапах проектирования обуславливает выбор совместимых турбины и генератора без корректировки расчётов предыдущих этапов проекта.

5. ГИС-технологии на стадии предпроектного обоснования ГЭС позволят сократить трудозатраты и повысить эффективность проектирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартинформ. 2013. – 45с.
6. ОСТ 108.023.105–84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно–лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 21с.
13. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое

управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартиформ, 2016. – 20с.

14. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 166с.

15. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 38с.

16. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.

17. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.

18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.

19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.

20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.

21. Неклепаев. Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.

22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.

23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.

24. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

25. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.
30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.
35. 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;
36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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.
37. Dimitrios Mentisa, Manuel Welscha, Francesco Fusco Nerinia, Oliver Broada, Mark Howellsa, Morgan Baziliana, Holger Rognerab A GIS-based approach for electrification planning - A case study on Nigeria, Energy for Sustainable Development 29, December 2015, pp. 255–265.
38. Harald Kling, Philipp Stanzel, Martin Fuchs Regional assessment of the hydropower potential of rivers in West Africa, European Geosciences Union General Assembly, Archives of biochemistry and biophysics vol. 602, 2016, pp. 21–31.
39. Jiuping Xu, Ting Ni, Bobo Zheng Hydropower development trends from a technological paradigm perspective, Energy Conversion and Management, IEEE transactions on cybernetics vol. 46, no.3, 15 January 2015, pp. 694–705.
40. Mikhail Fedorov, Vladimir Badenko, Vladimir Maslikov, Alexander Chusov Site selection for flood detention basins with minimum environmental impact, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, MATEC Web of Conferences vol. 73, 2016, pp. 30–43.
41. Иванов Т.С., Батенко Н.В., Олешко В.А. Геоинформационные методы поиска перспективных створов для строительства ГЭС, ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный

политехнический университет», Инженерно-строительный журнал №4, 2013, с. 70–123.

42. Пенджи́ев А.М., Гурбанов Э.Х. Основы геоинформационной системы в развитии малой гидроэнергетики Туркменистана, Туркменский государственный архитектурно-строительный институт, корпорация «Куват», Наука. Мысль: электронный периодический журнал №9, 2015, с. 54–73.

43. Рукосуева А.А., Толстихина Л.В. Предпроектное обоснование выбора агрегатов гидроэлектростанции, Саяно-Шушенский филиал СФУ, Материалы Юбилейной X международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи 2019" (Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.); в 3 т. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2019. – Т. II, с. 208–212.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Алдан

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
1935	267	241	241	247	5580	10700	6830	6640	9360	2930	1080	811	3744
1936	283	192	168	176	4920	7580	5000	3400	6620	1700	656	432	2594
1937	256	178	152	149	5620	7680	6110	3730	5910	1760	546	396	2707
1938	268	213	179	204	8080	13300	9100	4510	3960	1230	456	346	3487
1939	247	207	183	214	5720	8250	4890	4420	3140	1190	408	304	2431
1940	227	186	161	166	4040	9460	2750	4060	4570	1300	447	322	2307
1941	260	195	170	174	6410	8700	2960	2890	2270	1300	410	308	2171
1942	215	169	148	150	3570	7000	6990	4130	2560	1470	545	412	2280
1943	314	219	187	242	9190	5730	4570	4720	4080	2710	928	599	2791
1944	410	303	262	269	7550	7780	5270	6320	3190	1980	477	353	2847
1945	272	236	209	237	5420	6900	4830	2740	2220	812	351	337	2047
1946	213	155	128	149	3760	13900	5720	6290	6390	1850	514	489	3297
1947	301	227	190	236	5490	8300	5170	2740	4380	1440	376	357	2434
1948	247	183	151	210	3610	8130	3130	5350	2450	2190	824	487	2247
1949	299	231	195	201	7060	9100	3960	2750	4620	1850	529	403	2600
1950	253	191	167	167	6670	7800	3560	7670	3440	1300	528	378	2677
1951	229	174	151	157	7380	11100	4240	6950	4680	1800	453	469	3149
1952	310	202	173	182	5490	8060	3940	3420	4380	1160	565	364	2354
1953	234	185	197	214	8180	5330	4810	3440	6310	2040	532	403	2656
1954	248	209	176	178	1980	10800	2760	2950	2460	1100	438	290	1966
1955	190	146	128	121	7430	10500	5530	4710	2840	811	341	308	2755
1956	201	150	125	123	4220	15700	5380	4900	5490	2320	682	587	3323
1957	371	267	208	196	8590	7950	7200	2970	3710	1820	549	395	2852
1958	237	182	150	149	5680	10000	7490	3440	5810	2710	797	729	3115
1959	503	375	350	359	6780	7290	7170	6200	5810	1840	582	523	3149
1960	337	252	223	211	3470	7340	4360	6820	4650	1510	601	449	2519
1961	298	214	183	182	4300	10200	8200	4140	5280	1980	701	546	3019
1962	383	275	230	243	7020	8240	3280	2340	3680	1110	416	313	2294
1963	220	175	154	168	2800	10600	4280	2260	2030	814	347	321	2014
1964	216	148	132	136	4340	10500	4230	2500	2260	873	426	309	2173
1965	180	141	126	126	3490	10300	6260	4380	6040	1340	429	297	2759
1966	182	156	131	140	5590	8880	3310	5030	3340	1320	451	343	2406
1967	208	177	158	279	9570	6240	2540	4390	3300	2220	918	315	2526
1968	209	165	143	710	7000	9330	3050	3420	3280	1340	450	324	2452
1969	186	118	85	95	3910	12700	4800	2640	2970	717	294	250	2397
1970	165	122	105	103	6720	14500	4000	3130	2830	1300	593	373	2828
1971	256	188	137	1510	8340	6890	3630	3040	4330	1300	441	393	2538
1972	243	193	151	195	5000	10000	8470	8970	5660	2700	491	353	3536
1973	233	180	154	159	5070	6170	5320	6770	2630	1130	553	388	2396
1974	266	204	170	180	7240	10500	5850	7830	4360	2270	612	418	3325
1975	219	150	142	286	8970	6670	4360	6910	5820	1970	611	484	3049
1976	316	233	200	214	8200	8970	4790	2960	4240	1220	572	455	2698
1977	254	200	163	175	2700	5690	5600	4960	4660	1410	667	475	2246
1978	288	216	186	232	6690	12700	7740	4420	4320	2000	658	544	3333
1979	356	230	193	217	4830	12100	3060	5810	4610	1310	546	426	2807
1980	317	241	202	190	4860	12100	7520	3420	2900	1180	494	391	2818
1981	280	239	202	218	7170	8010	5950	5590	6770	2370	564	556	3160
1982	391	293	247	288	9610	10900	5140	6010	6830	1650	685	489	3544
1983	332	270	236	234	9660	10100	5200	4310	4300	2480	912	761	3233
1984	492	368	307	314	7540	11100	4550	2760	2750	975	546	384	2674
Средние	274	207	178	233	6050	9355	5097	4523	4290	1622	560	423	2734

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Перераспределение стока

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
$Q_{90\%}^t$	262	179	160	165	4253	10294	4147	2451	2216	1058	516	375	2173
$Q_{и}^t$	3	2	2	2	43	103	41	25	22	11	5	4	
$Q_{д}^t$	37	33	20	4	-100	-64	0	0	0	7	26	37	
$Q_{ф}^t$	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
$Q_{шл}^t$	0	0	0	0	87	87	87	87	87	87	0	0	0
Требования ВХК													
$Q_{ВХК}^t$	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	
$Q_{сан.попуск}^t$	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	
Режим работы 1 работа по водотoku													
$\Sigma Q_{потерь}^t$	61	56	43	28	51	148	150	133	131	39	53	62	
$Q_{п.быт}^t$	201	123	117	137	4202	10146	3997	2318	2085	1019	463	313	
$Z_{ВБ}$	180												
$Z_{НБ}$	154,3	154,2	154,2	154,2	158,4	163,1	158,2	156,6	156,3	155,5	154,7	154,5	
$H^t$	25,50	25,62	25,62	25,59	21,40	16,73	21,59	23,22	23,46	24,33	25,12	25,33	
$N_{пол}^t$	45	28	26	31	791	1494	759	474	431	218	102	70	
Режим работы 2 режим по ВХК													
$Q_{ВХК}^t$	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	
$Z_{ВБ}$	180												
$Z_{НБ}$	156,1	156,1	156,1	156,1	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	156,1	156,1	156,1	
$H^t$	23,68	23,68	23,68	23,68	24,08	24,08	24,08	24,08	24,08	23,68	23,68	23,68	
$N_{ВХК}^t$	313	313	313	313	318	318	318	318	318	313	313	313	
Сравнение режимов работы													Сумма
$N_{пол}^t - N_{ВХК}^t$	-268	-285	-287	-282	473	1176	441	156	113	-95	-211	-243	688

Продолжение Приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в первом приближении

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с												Объёмы водохранилища, км <sup>3</sup>			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>исп</sub>	Q <sub>льд</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>шл</sub>	ΣQ	Q <sub>п.б.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>ХС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>нач</sup>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>кон</sup>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>сп</sup>	Z <sub>НБ</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гар</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	
X	1058	11	7	22	0	39	1019	1500	459	0	1500	1478	59,66	1,19	58,47	180,00	179,95	179,97	156,12	23,66		308	
XI	516	5	26	22	0	53	463	1650	1165	0	1500	1628	58,47	3,02	55,45	179,95	179,82	179,88	156,31	23,37	335	335	
XII	375	4	37	22	0	62	313	4114	3780	0	1500	4093	55,45	9,80	45,65	179,82	179,29	179,55	159,23	20,12	725	725	
I	262	3	37	22	0	61	201	4312	4090	0	1500	4291	45,65	10,60	35,05	179,29	178,37	178,83	159,44	19,19	725	725	
II	179	2	33	22	0	56	123	1800	1655	0	1500	1778	35,05	4,29	30,76	178,37	177,83	178,10	156,51	21,39	335	335	
III	160	2	20	22	0	43	117	1500	1361	0	1500	1478	30,76	3,53	27,23	177,83	177,25	177,54	155,72	21,62		281	
IV	165	2	4	22	0	28	137	1500	1341	0	1500	1478	27,23	3,48	23,76	177,25	176,49	176,87	155,72	20,95		273	
V	4253	43	-100	22	87	51	4202	1500	-2724	0	1500	1478	23,76	-7,06	30,82	176,49	177,84	177,17	155,72	21,25		276	
VI	10294	103	-64	22	87	148	10146	1500	-8668	0	1500	1478	30,82	-22,47	53,29	177,84	179,72	178,78	155,72	22,86		297	
VII	4147	41	0	22	87	150	3997	1500	-2519	0	1500	1478	53,29	-6,53	59,82	179,72	180,00	179,86	155,72	23,94		311	
VIII	2451	25	0	22	87	133	2318	1500	-840	0	1500	1478	59,82	-2,18	61,99	180,00	180,09	180,05	155,72	24,13		314	

Таблица Б.3 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в последнем приближении

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с												Объёмы водохранилища, км <sup>3</sup>			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>исп</sub>	Q <sub>льд</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>шл</sub>	ΣQ	Q <sub>п.б.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>ХС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>нач</sup>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>кон</sup>	Z <sub>ВВ</sub> <sup>сп</sup>	Z <sub>НБ</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гар</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	
X	1058	11	7	22	0	39	1019	1500	459	0	1500	1478	59,66	1,19	58,47	180,00	179,95	179,97	156,12	23,66		308	
XI	516	5	26	22	0	53	463	1922	1437	0	1500	1900	58,47	3,72	54,75	179,95	179,78	179,87	156,66	23,00	385	385	
XII	375	4	37	22	0	62	313	4505	4171	0	1500	4484	54,75	10,81	43,93	179,78	179,17	179,48	159,65	19,63	775	775	
I	262	3	37	22	0	61	201	4793	4571	0	1500	4772	43,93	11,85	32,09	179,17	178,01	178,59	159,94	18,45	775	775	
II	179	2	33	22	0	56	123	2162	2017	0	1500	2140	32,09	5,23	26,86	178,01	177,17	177,59	156,97	20,43	385	385	
III	160	2	20	22	0	43	117	1500	1361	0	1500	1478	26,86	3,53	23,33	177,17	176,39	176,78	155,72	20,86		271	
IV	165	2	4	22	0	28	137	1500	1341	0	1500	1478	23,33	3,48	19,85	176,39	175,33	175,86	155,72	19,94		259	
V	4253	43	-100	22	87	51	4202	1500	-2724	0	1500	1478	19,85	-7,06	26,92	175,33	177,19	176,26	155,72	20,34		265	
VI	10294	103	-64	22	87	148	10146	1500	-8668	0	1500	1478	26,92	-22,47	49,38	177,19	179,51	178,35	155,72	22,43		292	
VII	4147	41	0	22	87	150	3997	1500	-2519	0	1500	1478	49,38	-6,53	55,91	179,51	179,84	179,68	155,72	23,76		309	
VIII	2451	25	0	22	87	133	2318	1500	-840	0	1500	1478	55,91	-2,18	58,09	179,84	179,93	179,88	155,72	23,97		312	
IX	2216	22	0	22	87	131	2085	1500	-607	0	1500	1478	58,09	-1,57	59,66	179,93	180,00	179,96	156,12	23,64		308	

Продолжение Приложения Б

Таблица Б.4 – Расчет сработки–наполнения в средневодном году по отметкам верхнего бьефа

Ме- сяц	Расходы, м³/с												Объёмы водохранилища, км³			Уровни, м				Напор, м	Мощность, МВт		Выработка, млрд. кВт·ч
	Q <sub>быг</sub>	Q <sub>исп</sub>	Q <sub>льд</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>шл</sub>	ΣQ	Q <sub>п.б.</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>хс</sub>	Q <sub>вжк</sub>	Q <sub>гэс</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ББ</sub> <sup>нач</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>кон</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>ср</sup>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>гэс</sub>	N <sub>гар</sub>	N <sub>гэс</sub>	Э <sub>гэс</sub>
X	1116	11	7	22	0	39	1077	1558	459	0	1500	1536	59,66	1,19	58,47	180,00	179,95	179,97	156,19	23,58		319	0,24
XI	523	5	26	22	0	53	470	1929	1437	0	1500	1907	58,47	3,72	54,75	179,95	179,78	179,87	156,67	22,99	385	386	0,28
XII	416	4	37	22	0	62	354	4546	4171	0	1500	4525	54,75	10,81	43,93	179,78	179,17	179,48	159,69	19,59	775	780	0,58
I	289	3	37	22	0	61	228	4820	4571	0	1500	4799	43,93	11,85	32,09	179,17	178,01	178,59	159,97	18,42	775	778	0,58
II	213	2	33	22	0	56	157	2196	2017	0	1500	2174	32,09	5,23	26,86	178,01	177,17	177,59	157,01	20,38	385	390	0,26
III	183	2	20	22	0	43	140	1523	1361	0	1500	1501	26,86	3,53	23,33	177,17	176,39	176,78	155,74	20,84		275	0,20
IV	196	2	4	22	0	28	168	1531	1341	0	1500	1509	23,33	3,48	19,85	176,39	175,33	175,86	155,75	19,91		264	0,19
V	6778	43	-100	22	87	51	6727	4025	-2724	0	1500	4003	19,85	-7,06	26,92	175,33	177,19	176,26	158,23	17,82		628	0,47
VI	12055	103	-64	22	87	148	11907	3261	-8668	0	1500	3239	26,92	-22,47	49,38	177,19	179,51	178,35	157,52	20,63		588	0,42
VII	4836	41	0	22	87	150	4686	2189	-2519	0	1500	2167	49,38	-6,53	55,91	179,51	179,84	179,68	156,45	23,03		439	0,33
VIII	2988	25	0	22	87	133	2855	2037	-840	0	1500	2015	55,91	-2,18	58,09	179,84	179,93	179,88	156,29	23,40		415	0,31
IX	2780	22	0	22	87	131	2649	2064	-607	0	1500	2042	58,09	-1,57	59,66	179,93	180,00	179,96	156,84	22,92		412	0,30

Таблица Б.5 – Расчет сработки–наполнения в средневодном году по гарантированной мощности

Ме- сяц	Расходы, м³/с												Объёмы водохранилища, км³			Уровни, м				Напор, м	Мощность, МВт		Выработка, млрд. кВт·ч
	Q <sub>быг</sub>	Q <sub>исп</sub>	Q <sub>льд</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>шл</sub>	ΣQ	Q <sub>п.б.</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>хс</sub>	Q <sub>вжк</sub>	Q <sub>гэс</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ББ</sub> <sup>нач</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>кон</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>ср</sup>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>гэс</sub>	N <sub>гар</sub>	N <sub>гэс</sub>	Э <sub>гэс</sub>
X	1116	11	7	22	0	39	1077	1500	401	0	1500	1478	59,66	1,04	58,62	180,00	179,95	179,98	156,12	23,66		308	0,23
XI	523	5	26	22	0	53	470	1922	1430	0	1500	1900	58,62	3,71	54,91	179,95	179,79	179,87	156,66	23,01	385	385	0,28
XII	416	4	37	22	0	62	354	4505	4130	0	1500	4484	54,91	10,70	44,21	179,79	179,19	179,49	159,65	19,65	775	775	0,58
I	289	3	37	22	0	61	228	4784	4535	0	1500	4763	44,21	11,75	32,45	179,19	178,06	178,62	159,94	18,49	775	775	0,58
II	213	2	33	22	0	56	157	2159	1980	0	1500	2137	32,45	5,13	27,32	178,06	177,26	177,66	156,96	20,50	385	385	0,26
III	183	2	20	22	0	43	140	1631	1469	0	1500	1609	27,32	3,81	23,51	177,26	176,43	176,85	155,86	20,79		294	0,22
IV	196	2	4	22	0	28	168	1600	1410	0	1500	1578	23,51	3,65	19,86	176,43	175,33	175,88	155,82	19,86		276	0,20
V	6778	43	-100	22	87	51	6727	1822	-4927	0	1500	1800	19,86	-12,77	32,63	175,33	178,08	176,71	156,06	20,45		324	0,24
VI	12055	103	-64	22	87	148	11907	1500	-10429	0	1500	1478	32,63	-27,03	59,66	178,08	180,00	179,04	155,72	23,12		301	0,22
VII	4836	41	0	22	87	150	4686	4708	0	0	1500	4686	59,66	0,00	59,66	180,00	180,00	180,00	158,85	20,95		864	0,64
VIII	2988	25	0	22	87	133	2855	2877	0	0	1500	2855	59,66	0,00	59,66	180,00	180,00	180,00	157,14	22,65		569	0,42
IX	2780	22	0	22	87	131	2649	2671	0	0	1500	2649	59,66	0,00	59,66	180,00	180,00	180,00	157,59	22,21		518	0,37

Окончание Приложения Б

Таблица Б.6 – Баланс мощности энергосистемы

Ме- сяц	Энергосистема			Проектируемая ГЭС				Существующие ГЭС				Существующие ТЭС			
	$P_{max}$ , МВт	$P_{нагр}$ , МВт	$P_{авар}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт	$N_{раб}$ , МВт	$N_{нагр}$ , МВт	$N_{рем}$ , МВт	$N_{авар}$ , МВт
I	5367	150	500	835	65	0	0	1149	85	0	0	3383	0	0	500
II	5089	140	470	455	40	0	0	1249	100	0	0	3383	0	0	470
III	4608	130	420	321	30	0	0	1143	100	0	0	3144	0	0	420
IV	4052	110	370	286	25	0	0	964	85	0	0	2802	0	0	370
V	3571	100	320	300	25	0	0	860	75	0	0	2411	0	470	320
VI	3292	90	290	342	25	0	0	958	65	0	0	1992	0	799	290
VII	3292	90	290	337	25	0	0	958	65	0	0	1997	0	799	290
VIII	3571	100	320	352	30	0	0	860	70	0	0	2359	0	470	320
IX	4052	110	370	343	30	100	0	964	80	192	0	2745	0	0	370
X	4608	130	420	338	30	0	0	1143	100	0	0	3127	0	0	420
XI	5089	140	470	455	40	0	0	1249	100	0	0	3383	0	0	470
XII	5367	150	500	835	65	0	0	1149	85	0	0	3383	0	0	500

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Выбор гидротурбины

$D_1$ , м	10	9,5	9	8,5	8
$\eta_{HT}$	0,932	0,932	0,931	0,931	0,930
$N'_{арр}$ , кВт	130764	117963	105823	94344	83527
$Z'_{арр}$	6,88	7,63	8,50	9,54	10,77
$Z_{арр}$	6	8	9	10	10
$N_{арр}$ , кВт	150000	112500	100000	90000	90000
$\Delta_p$	1,052	1,051	1,051	1,050	1,050
$n'_{с1}$ , об/мин	56,30	59,25	62,53	66,19	70,31
$n_{с1}$ , об/мин	57,7	60	62,5	65,2	71,4
$n'_{1 min}$ , об/мин	140	139	137	135	139
$n'_{1 p}$ , об/мин	129	128	126	124	128
$n'_{1 max}$ , об/мин	113	111	110	108	112

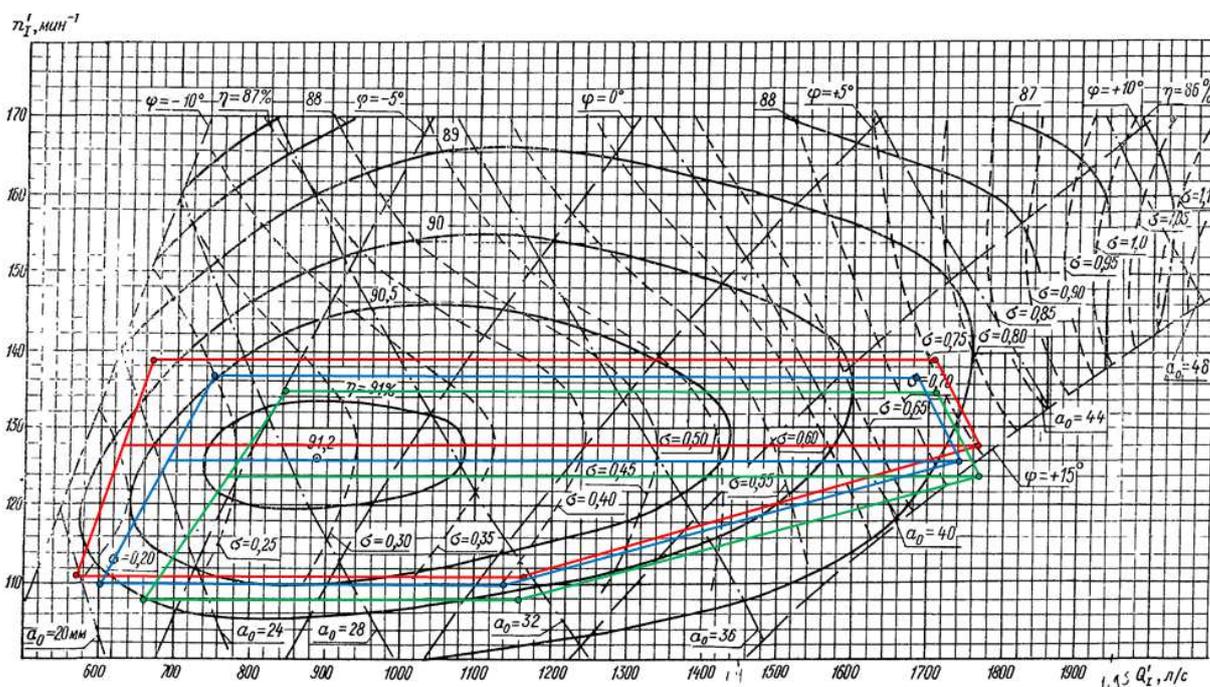


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ30а-В-850 (зеленый), ПЛ30а-В-900 (синий) и ПЛ30а-В-950 (красный)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Г.1 – Матрица отключения защит

Наименование	Обозначение	Отключение выключателя ГГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500	Предупредительный сигнал	
Продольная диф. защита ГГ	$I\Delta G$	+	+	+	+			
Защита от замыкания на землю	$U_{0G}$	$t_1$					+	
		$t_2$	+	+	+			
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	$t$	+	+	+			
		1 ст-нь $t_1$	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	2 ст-нь $t_2$	+	+				
		СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС I	$t_1$				+	
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	$t_2$	+	+				
		СО					+	
		ИО	+	+				
		ОТС	$t_1$				+	
Дистанционная защита	$Z <$	$t_2$	+	+	+			
		1 ст-нь	$t_1$				+	
		2 ст-нь	$t_1$				+	
		$t_2$	+	+				
Защита ГГ от перегрузки ротора	$I_p$	СО					+	
		ИО	+	+				
		Отсечка	+	+				

Продолжение Приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	О.е.	И.е.	
Продольная дифференциальная защита ГГ	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Ток начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,45 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,3 А	
Защита от замыкания на землю	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	4 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	-	
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	2 ст-нь	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_{ном.Г}$	140 В
		1 ст-нь	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_{ном.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,35 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,15 \cdot I_H$	0,75 А
		Отсечка	$I_{2отс}$	$0,25 \cdot I_H$	1,23 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	5,28 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	5,43 А
		Отсечка	$I_{1отс}$	$1,53 \cdot I_H$	7,55 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ст-нь	$Z_1$	0,05	0,58 Ом
		2 ст-нь	$Z_2$	0,35	4,05 Ом
Защита ГГ от перегрузки ротора	$I_p$	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{fном}$	3,92 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,22 \cdot I_{fном}$	4,47 А
		Отсечка	$I_p \text{ то}$	$2,19 \cdot I_{fном}$	8,02 А

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

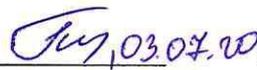
« 03 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛДАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН.  
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
В ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ  
тема

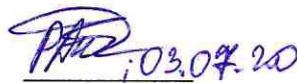
Руководитель

  
подпись, дата

кандидат технических наук  
доцент кафедры ГТЭС  
должность

Л.В. Толстихина  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.А. Амельчакова  
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан. Геоинформационные технологии в гидроэнергетическом проектировании».

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

Зайн 28.06.20 В.И. Зайнбе  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

С.В. Масляков 02.07.20                      С.В. Масляков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алимов 02.07.20 А.И. Алимов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и  
автоматизация энергетических систем

Широкое 03.07.20 Ш.В. Широкое  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Умаров 02.07.20 Н.П. Умаров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Бозоргов 02.07.20 Б.Т. Бозоргов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

Валиев 02.07.20 В.В. Валиев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Мамедов 02.07.20 А.А. Мамедов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия