

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

с  
тема

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

заведующий кафедрой  
должность, ученая степень

А.А.Ачитаев  
ициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

С.В.Юшков  
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Сулакской ГЭС на реке Сулак. Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Электрическая часть

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Релейная защита и автоматика

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Охрана окружающей среды

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Нормоконтролер

подпись, дата \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СУЛАКСКОЙ ГЭС .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Анализ исходных данных и внешних условий .....	9
1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства .....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Геологические условия .....	10
1.4 Энерго-экономическая характеристика района .....	11
2 Водно-энергетические расчёты .....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	14
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	15
2.2 Построение ИКН ЭС .....	16
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	17
2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС .....	18
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	25
2.9 Определение среднемноголетней выработки .....	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	29
3.1.1 Построение режимного поля .....	29
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	31
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса .....	36
3.2 Расчёт вала на прочность .....	37
3.3 Расчёт подшипника .....	38
3.4 Выбор типа МНУ и электрогидравлического регулятора .....	40
3.5 Гидрогенератор .....	40
4 Электрическая часть ГЭС .....	40
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	42
4.2 Выбор трансформаторов .....	42
4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов .....	42
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	43
4.3 Определение количества отходящих линий .....	43
4.4 Технико-экономический расчёт .....	44
4.5 Расчёт токов короткого замыкания .....	45
4.5.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ .....	45
4.5.2 Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного комплекса RastrWin 3 .....	47
4.6 Выбор и проверка оборудования .....	48
4.6.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	48

4.6.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5кВ.....	49
4.6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	50
4.6.4 Выбор параметров КРУЭ .....	51
4.6.5 Выбор ограничителей перенапряжений .....	51
5 Устройства РЗиА .....	51
5.1 Перечень защит основного оборудования .....	51
5.2 Расчёт номинальных токов .....	53
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	54
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора .....	54
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_O$ )) .....	56
5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	59
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	59
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	63
5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1<$ ),( $Z_2<$ ) .....	65
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	68
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	70
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	71
6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	71
6.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины .....	71
6.2 Гидравлические расчёты .....	73
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта .....	73
6.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	74
6.2.3 Построение профиля водосливной грани.....	76
6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	77
6.2.5 Расчет водобойного колодца .....	78
6.3 Конструирование плотины .....	80
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	80
6.3.2 Разрезка плотины швами .....	82
6.3.3 Быки .....	82
6.3.4 Устои .....	83
6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины .....	83
6.3.6 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины .....	83
6.3.7 Расчет цементационной завесы .....	84
6.3.8 Расчет дренажного устройства в основании .....	85
6.3.9 Галереи в теле плотины.....	85
6.4 Определение основных нагрузок на плотину .....	85
6.4.1 Вес сооружения и затворов .....	85
6.4.2 Сила гидростатического давления воды .....	86
6.4.3 Сила взвешивающего давления .....	87
6.4.4 Сила фильтрационного давления .....	87
6.4.5 Давление грунта .....	87
6.4.6 Волновое давление .....	89

6.5 Оценка прочности плотины .....	89
6.6 Критерии прочности плотины и её основания .....	92
6.7 Обоснование устойчивости плотины .....	93
7 Охрана труда. Пожарная безопасность.Охрана окружающей среды .....	95
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	95
7.2 Пожарная безопасность .....	95
7.3 Охрана труда и техника безопасности.....	97
8 Технико-экономические показатели .....	102
8.1Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .	102
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	102
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	102
8.1.3 Налоговые расходы .....	104
8.2Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	105
8.3 Оценка инвестиционного проекта .....	106
8.3.1 Коммерческая эффективность .....	107
8.3.2 Бюджетная эффективность .....	107
8.4 Анализ чувствительности .....	107
9. Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии .....	111
9.1 Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии .....	111
9.2 Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии .....	114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Исходны гидрологический ряд.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Использование водной энергии .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ В - Интегральная кривая нагрузки января .....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Характеристика турбины ПЛ40а-В.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Таблица уставок и матрица отключений .....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж - Анализ денежных потоков .....	137

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СУЛАКСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Сулак.
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Дагестан.
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС.
4. Расходы воды:
  - 1) Среднемноголетний ..... 176 м<sup>3</sup>/с;
  - 2) Максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 775,23 м<sup>3</sup>/с;
  - 3) Минимальный ..... 50 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - 1) Характер регулирования стока ..... суточный;
  - 2) Отметка: ФПУ ..... 399;  
НПУ ..... 398;  
УМО ..... 397,82;
  - 3) Объёмы: полный ..... 0,15 м<sup>3</sup>/с;  
полезный ..... 0,144 м<sup>3</sup>/с.
6. Напоры ГЭС:
  - 1) максимальный ..... 39,53 м;
  - 2) расчётный ..... 33,32 м;
  - 3) минимальный ..... 33,3 м.
7. Энергетические характеристики:
  - 1) Мощность: установленная ..... 74 МВт;  
гарантированная ..... 70 МВт;
  - 2) Среднемноголетняя выработка энергии ..... 319,16 млн. кВт·ч.
8. Водосбросные сооружения:
  - 1) Тип ..... поверхностный водослив;
  - 2) Число пролётов ..... 2 отверстия;
  - 3) Общая длина ..... 71 м;
  - 4) Максимальная высота ..... 54 м.
9. Здание ГЭС:
  - 1) Тип здания ..... русловое;
  - 2) Число агрегатов ..... 2;
  - 3) Грунты в основании ..... гранит;
  - 4) Тип спиральной камеры ..... бетонная трапециoidalная;
  - 5) Тип отсасывающей трубы ..... изогнутый;
  - 6) Расстояние между осями агрегатов ..... 19,42 м.
10. Основное оборудование:
  - 1) Тип турбины ..... ПЛ40а-В-450;
  - 2) Тип генератора ..... СВ-733/130-36;
  - 3) Мощность генератора ..... 40 МВт;
  - 4) Частота вращения ..... 166,7 об/мин;
  - 5) Тип трансформаторов ..... ТРДН-40000/110-У1.
11. Технико-экономические показатели:
  - 1) Удельные показатели ..... 68936,5 руб./кВт;

2) Себестоимость энергии ..... 0,89 руб./кВт·ч;  
3) срок окупаемости ..... 149 месяцев (12,4 лет).

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия станет гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционная отрасль народного хозяйства.

Целью проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## **1 Анализ исходных данных и внешних условий**

Сулак – река на Северном Кавказе, протекает в Республике Дагестан. Длина реки – 144 км, площадь бассейна – 15200 км<sup>2</sup>.

### **1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства**

Климат района расположения гидроузла – умеренно континентальный, засушливый. Средняя температура января изменяется от +1°C на равнине до -11°C в горах. Средняя температура июля +24°C. Годовое количество осадков изменяется от 1000 мм (горная часть бассейна) до 400 мм и меньше (низовье реки). Средний слой осадков для бассейна реки 700 мм, слой испарения 438 мм. Питание реки смешанное: ледниковое, снеговое и дождевое. Высокое весенне-летнее половодье (апрель–сентябрь) сочетается с дождевыми паводками.

### **1.2 Гидрологические данные**

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Сулак за период 1947–1996 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 176 \cdot 31536000 = 5,55 \text{ км}^3,$$

(1.1)

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;  $t$  – число секунд в году.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа		Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа	
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$
351,00	0	349	0
353,00	40	360	0,07
356,00	80	370	0,14
359,00	120	380	0,22
361,20	160	390	0,33
363,20	200	395	0,423
365,00	240	400	0,54
366,50	280		
367,70	320		

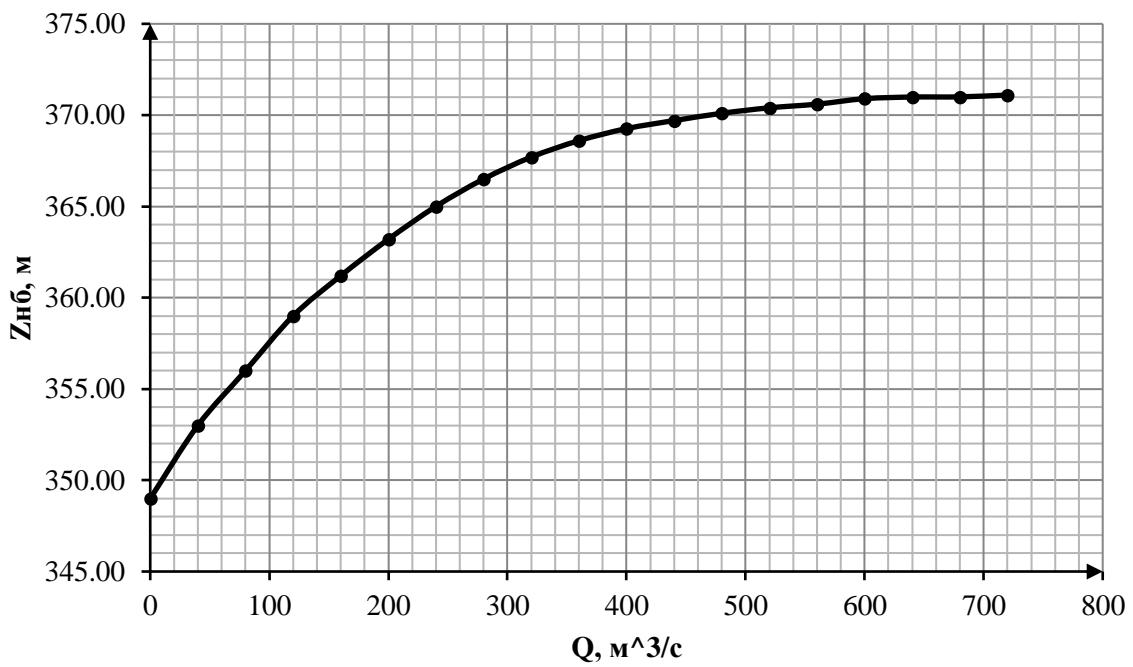


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

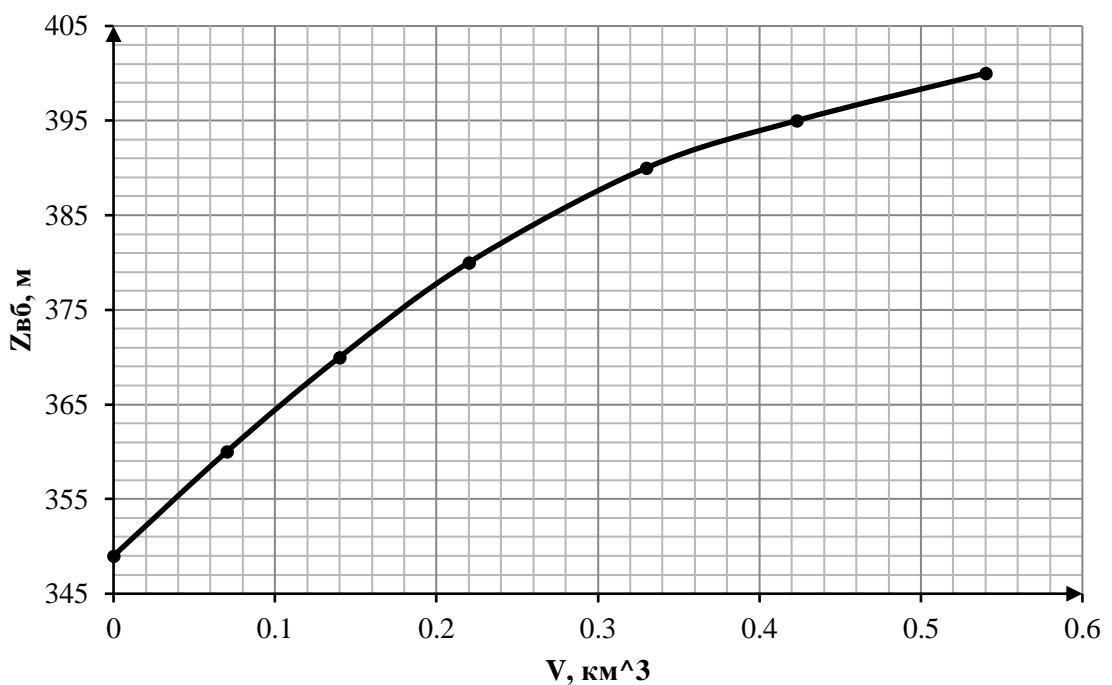


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.3 Геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, республика Дагестан входит в сейсмическую зону с исходной интенсивностью геологических событий равной не более 8 балов. Створ расположен на крепком скальном основании. Порода основания – гранит.

## **1.4 Энерго-экономическая характеристика района**

Сулакская ГЭС территориально относится к Филиалу АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Дагестан». Территория операционной зоны расположена на площади 50,3 тыс. кв. км с населением 3,086 млн. человек. В управлении и ведении Дагестанского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1904,13 МВт.

Наиболее крупные гидроузлы, входящие в состав РДУ Дагестана, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – ГЭС, входящие в состав РДУ Дагестана

ГЭС	N <sub>уст</sub> , МВт
Чиркейская	1000
Ирганайская	400
Миатлинская	220
Каскад Чирюртских	81

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- Энергосистема: Дагестанское РДУ;
- Отметка НПУ Сулакской ГЭС: НПУ = 398 м;
- Коэффициент мощности:  $k_N = 8,8$ ;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,5$  м;
- Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища и расходы ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	2	5	7	6	4	1	0	0	0
$Q_{ледооб}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	-1	-2	-2	-4	0	0	0	0	2	3
$Q_{фильтр}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{шлюз}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114

#### 2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяется коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

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

$Q_{cp}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,733}{50}} = 0,19, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot C_v^2}}{\sqrt{2 \cdot (n - 1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,19^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 10,63\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum (k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,046}{0,19^3 \cdot 50} = 0,134. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

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

$$\delta_{C_s} = \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,19^2 + 5 \cdot 0,19^4}}{0,134} \cdot 100\% = 268,4\%.$$

Допустимая ошибка = 104,2%, следовательно, среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, не входит в допустимые пределы.

Поэтому коэффициент асимметрии принимается равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,19 = 0,38. \quad (2.6)$$

Назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Сулакской ГЭС – сооружение III-го класса (по объёму водохранилища). Исходя из определённого класса сооружения, вычисляются обеспеченности поверочного и основного расходов.

$$M_s = C_v \cdot \Phi; \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1; \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

p, %	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$
------	--------	-------	-------	-------

0,01	4,16	0,79	1,79	910
0,1	3,38	0,64	1,64	835
0,5	2,76	0,52	1,52	775

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

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

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

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов, расположенного по убыванию;

$n$  – общее число членов ряда.

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

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

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

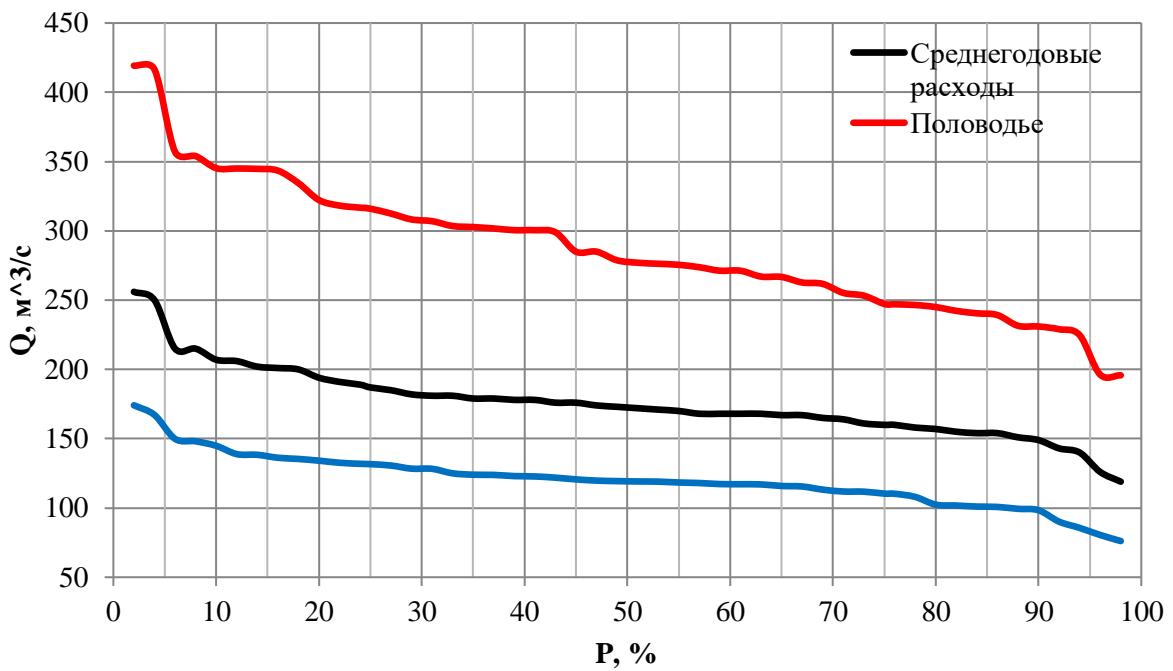


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних за год, половодных и меженных расходов

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности среднегодовых расходов определяются ближайшие к  $P=50\%$  годы. Вычисляются коэффициенты приведения для меженного и половодного периодов. За средневодный год принимается тот, у которого эти коэффициенты получились меньшими – требует меньшей корректировки – 1989 год.

Таким же образом выбирается маловодный год с  $P=90\% - 1970$ .

$$K_{P(1989)} = \frac{Q_{P50\% \text{базовое}(1965)}}{Q_{P1989}} = \frac{277}{276,25} = 1,003; \quad (2.11)$$

$$K_{M(1989)} = \frac{Q_{M50\% \text{базовое}(1969)}}{Q_{M1989}} = \frac{119,125}{120,625} = 0,988; \quad (2.12)$$

$$K_{P(1970)} = \frac{Q_{P90\% \text{базовое}(1968)}}{Q_{P1970}} = \frac{307}{275,5} = 1,11; \quad (2.13)$$

$$K_{M(1970)} = \frac{Q_{M90\% \text{базовое}(1968)}}{Q_{M1970}} = \frac{98,375}{85,625} = 1,15. \quad (2.14)$$

Построим гидрографы для средневодного и маловодного года, таблица 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётный средневодный год без и с приведением  
Расходы в кубических метрах в секунду

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
50% обеспеченности, 1989												
Исходные	170	238	390	278	213	127	113	86	117	97	109	139
С коррект.	168	239	391	279	214	125	112	85	113	100	108	137
90% обеспеченности, 1970												
Исходные	168	353	367	297	211	115	112	100	111	45	72	95
Изменения	0	-114	4	-18	4	8	0	-15	2	55	35	39
С коррект.	168	239	371	279	215	123	112	85	113	100	107	134

По скорректированным данным из таблицы 2.3 строятся расчётные гидрографы маловодного и средневодного года, изображённые на рисунке 2.2.

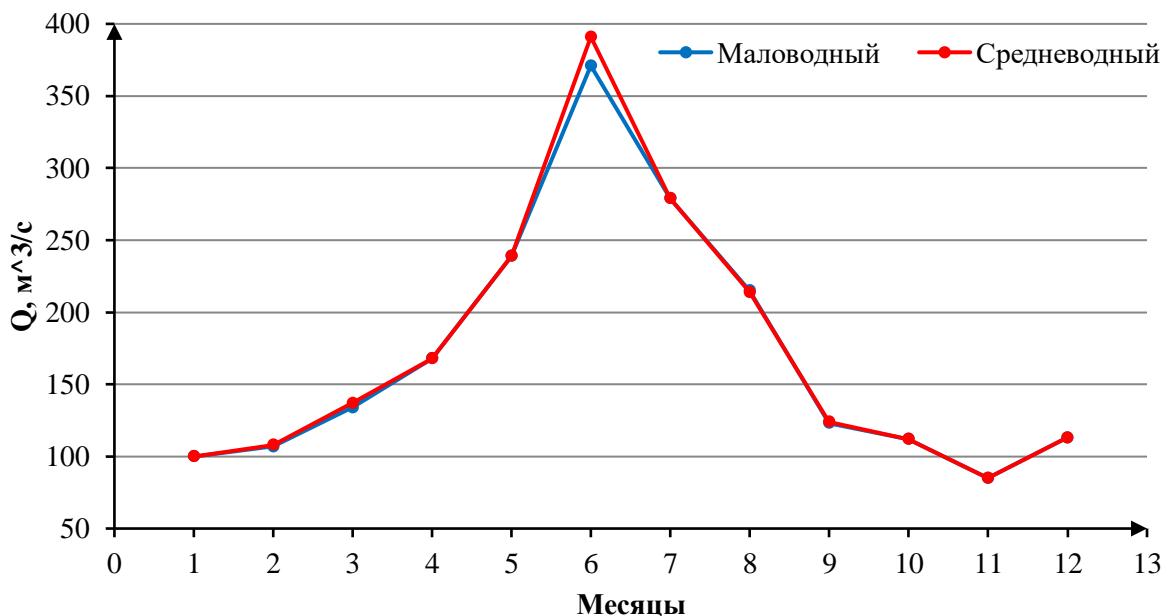


Рисунок 2.2 –Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Построение ИКН ЭС

На основе суточных графиков нагрузки в соответствие с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [4] строим интегральные кривые.

Данные для построения интегральных кривых нагрузки представлены в таблице 2.4 соответственно.

Таблица 2.4– Координаты для построения ИКН

P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	Э <sub>коорд</sub> , млн кВт·ч	P <sub>коорд</sub> , МВт
524	655	7	1	0,007	0,007	7

Продолжение таблицы 2.4

P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	ΔP, МВт	t,ч	ΔЭ, млн кВт·ч	Э <sub>коорд</sub> , млн кВт·ч	P <sub>коорд</sub> , МВт
504	648	7	2	0,014	0,021	14
489	641	11	3	0,033	0,054	25
480	630	3	4	0,012	0,066	28
478	627	5	5	0,025	0,091	33
486	622	2	6	0,012	0,103	35
507	620	1	7	0,007	0,11	36
551	619	5	8	0,04	0,15	41
583	614	3	9	0,027	0,177	44
609	611	2	10	0,02	0,197	46
622	609	0	11	0,00	0,197	46
620	609	1	12	0,012	0,209	47
619	608	10	13	0,13	0,339	57
608	598	15	14	0,21	0,549	72
611	583	13	15	0,195	0,744	85
609	570	19	16	0,304	1,048	104
614	551	27	17	0,459	1,507	131
630	524	17	18	0,306	1,813	148
655	507	3	19	0,057	1,87	151
648	504	15	20	0,3	2,17	166
641	489	3	21	0,063	2,233	169
627	486	6	22	0,132	2,365	175
598	480	2	23	0,046	2,411	177
570	478	478	24	11,472	13,883	655

### 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Были найдены максимальная и среднемесячная нагрузка Дагестанского РДУ для каждого месяца, результаты занесены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 - Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки РДУ

$P_{\text{лето}}^{\max} = 655$	$P_{\text{зима}}^{\max} = 535$	$a = 595$	$b = 60$	$P_{\text{лето}}^{\text{ср}} = 578$	$P_{\text{зима}}^{\text{ср}} = 461$	$a = 520$	$b = 59$
$t$	$\alpha$	$\cos \alpha$		$P(\max)$		$P(\text{ср})$	
1	0,26	0,97		653		576	
2	0,79	0,71		637		561	
3	1,31	0,26		611		535	
4	1,83	-0,26		580		504	
5	2,36	-0,71		553		478	
6	2,88	-0,97		537		463	
7	3,40	-0,97		537		463	
8	3,93	-0,71		552		478	
9	4,45	-0,26		579		504	
10	4,97	0,26		610		534	
11	5,50	0,71		637		561	
12	6,02	0,97		653		576	

Согласно полученным данным был построен график мощностей (рисунок 2.3).

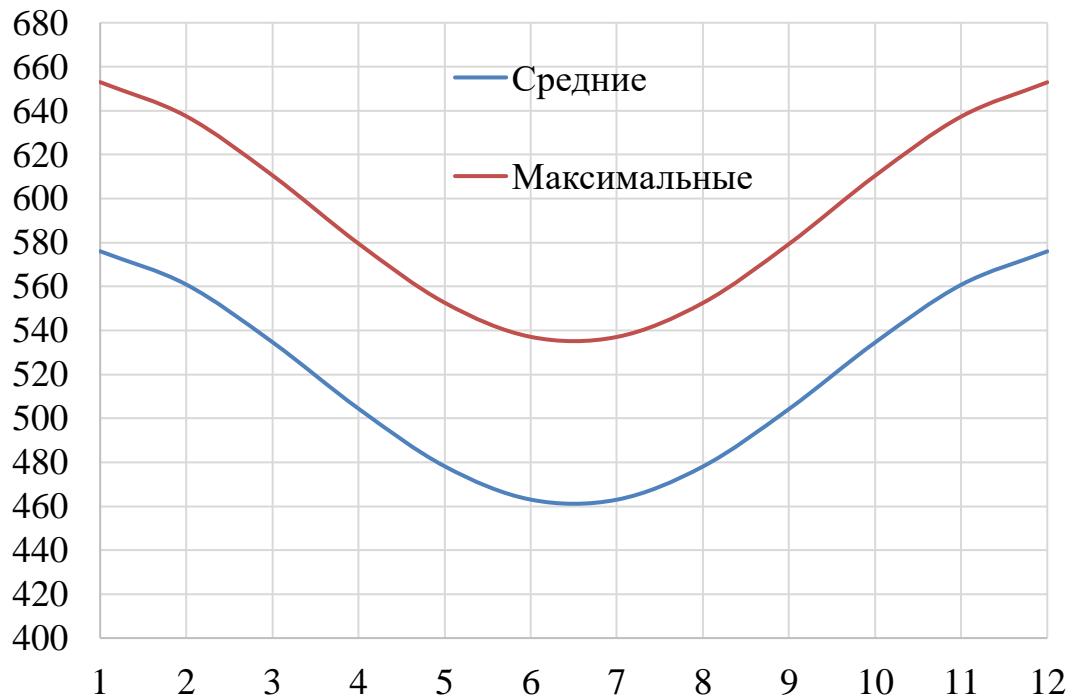


Рисунок 2.3 – График максимальных и среднемесячных мощностей

## 2.4 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС

Основной задачей ВЭР является определение рабочих мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{полезн}} = 0,144 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W}; \quad (2.15)$$

$$W = \frac{\sum Q_{\text{год.ср}} \cdot t}{10^9} = \frac{176 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 5,55 \text{ км}^3; \quad (2.16)$$

$$\beta = \frac{0,144}{5,55} = 0,026.$$

Из расчетов получаем суточный тип регулирования.

Расчет сработки-наполнения водохранилища суточного регулирования начинается с построения ИКН и определения зоны работы существующих и проектируемой ГЭС.

## 2.5 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны покрываться существующими станциями, для этого необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

В состав Дагестанского РДУ входят ГЭС: Чиркейская, Ирганайская, Миатлинская и каскад Чирюртских. Берутся значения мощности станций(Таблица 1.4) и их суточная гарантированная выработка энергии.

Строим треугольник существующей ГЭС, причем, по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в ИКН, с учетом, что две вершины касаются ИКН.

Далее определяем зону работы Сулакской ГЭС на суточном графике каждого месяца.

## 2.6 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанции

После определения зоны работы существующих ГЭС рассчитываются рабочие мощности, для определения которых потребуются вычисления ряда мощностей и соответствующих им выработок:

$$N_{rap} = k \cdot Q_i \cdot H_i, \quad (2.17)$$

где  $N_{rap}$  – мощность по водотоку;  
 $k$  – коэффициент мощности ( $k=8,8$ );  
 $Q_i$  – расход рассматриваемого месяца;  
 $H_i$  – напор рассматриваемого месяца.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{rap} \\ = 24 \cdot N_{rap}, \end{aligned} \quad (2.18)$$

где  $\mathcal{E}_{rap}$  – выработка по водотоку.

$$N_{cpl} = k \cdot Q_{cpl} \cdot H_i, \quad (2.19)$$

где  $N_{cpl}$  – мощность санитарного попуска;  
 $Q_{cpl}$  – расход санитарного попуска.

$$\mathcal{E}_{cpl} = 24 \cdot N_{cpl}, \quad (2.20)$$

где  $\mathcal{E}_{cpl}$  – выработка санитарного попуска.

$$\mathcal{E}_{пик} = \mathcal{E}_{rap} - \mathcal{E}_{cpl}, \quad (2.21)$$

где  $\mathcal{E}_{пик}$  – пиковая выработка проектируемой станции.

$$\begin{aligned} N_{раб} \\ = N_{cpl} + N_{пик}, \end{aligned} \quad (2.22)$$

где  $N_{раб}$  – рабочая мощность проектируемой станции в рассматриваемом месяце;

$N_{пик}$  – пиковая мощность, которая принимается по ИКН при определении зоны работы станции в пиковой части суточного графика нагрузки.

Зная значения  $N_{cpl}$ ,  $\mathcal{E}_{cpl}$ ,  $N_{пик}$ ,  $\mathcal{E}_{пик}$ , определяется зона работы проектируемой ГЭС в базовой и пиковой части графика нагрузки, вписывая трапеции с соответствующими катетами.

Сработка–наполнение начинается с момента, когда водохранилище наполнено и , уровень воды в нем равен отметке  $\nabla НПУ = 398$  м.

В таблице 2.6, 2.7 производится расчет сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в часы, до полного цикла сработки наполнения. Выполняется 2 итерации. И на рисунке 2.4 показан ИКН Ноября.

Таблица 2.6 – Режим работы проектируемой ГЭС (сутки ноября), 1 итерация

часы	1 ИТЕРАЦИЯ															
	Ноябрь															
	Расходы						Объём			Верхний бьеф			Zнб	Нгэс	Nгэс	Nраб
Qпол	Qнб	Qсп	Qвдхр	Q xc	Qгэс	Vнач	dV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвбср					
17	80	156	50	76	0	156	0,498	0,00	0,497	398,00	397,99	398	368	29,85	41	41
18	80	391	50	311	0	391	0,497	0,00	0,496	397,99	397,94	398	378	19,75	68	68
19	80	359	50	279	0	359	0,496	0,00	0,495	397,94	397,90	398	377	20,90	66	66
20	80	240	50	160	0	240	0,495	0,00	0,495	397,90	397,88	398	372	25,57	54	54
21	80	157	50	77	0	157	0,495	0,00	0,494	397,88	397,86	398	368	29,67	41	41
22	80	52	50	-28	0	52	0,494	0,00	0,494	397,86	397,87	398	358	39,07	18	18
23	80	50	50	-30	0	50	0,494	0,00	0,494	397,87	397,87	398	358	39,40	17	сан. п-к
24	80	50	50	-30	0	50	0,494	0,00	0,495	397,87	397,88	398	358	39,40	17	сан. п-к
1	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,88	397,88	398	358	39,41	17	сан. п-к
2	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,88	397,89	398	358	39,41	17	сан. п-к
3	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,89	397,89	398	358	39,42	17	сан. п-к
4	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,89	397,90	398	358	39,42	17	сан. п-к
5	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,90	397,90	398	358	39,42	17	сан. п-к
6	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,90	397,90	398	358	39,43	17	сан. п-к
7	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,90	397,91	398	358	39,43	17	сан. п-к
8	80	50	50	-30	0	50	0,495	0,00	0,495	397,91	397,91	398	358	39,44	17	сан. п-к
9	80	75	50	-5	0	75	0,495	0,00	0,495	397,91	397,91	398	361	36,36	24	24
10	80	101	50	21	0	101	0,495	0,00	0,495	397,91	397,91	398	364	33,80	30	30
11	80	79	50	-1	0	79	0,495	0,00	0,495	397,91	397,91	398	362	35,91	25	25
12	80	59	50	-21	0	59	0,495	0,00	0,495	397,91	397,91	398	359	38,19	20	20
13	80	49	50	-31	0	49	0,495	0,00	0,496	397,91	397,92	398	358	39,63	17	17
14	80	56	50	-24	0	56	0,496	0,00	0,496	397,92	397,92	398	359	38,67	19	19
15	80	49	50	-31	0	49	0,496	0,00	0,496	397,92	397,93	398	358	39,64	17	17
16	80	52	50	-28	0	52	0,496	0,00	0,496	397,93	397,93	398	358	39,16	18	18

Таблица 2.7 – Режим работы проектируемой ГЭС (сутки ноября), 2 итерация

часы	Ноябрь														Zнб	Нгэс	Nгэс	Nраб		
	Расходы						Объём			Верхний бьеф										
	Qпол	Qнб	Qсп	Qвдхр	Qxc	Qгэс	Vнач	dV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвбср								
17	80	156	50	76	0	156	0,498	0,00	0,497	398,00	397,99	398	368	29,85	41	41				
18	80	391	50	311	0	391	0,497	0,00	0,496	397,99	397,94	398	378	19,75	68	68				
19	80	359	50	279	0	359	0,496	0,00	0,495	397,94	397,90	398	377	20,89	66	66				
20	80	240	50	160	0	240	0,495	0,00	0,495	397,90	397,88	398	372	25,57	54	54				
21	80	157	50	77	0	157	0,495	0,00	0,494	397,88	397,86	398	368	29,67	41	41				
22	80	52	50	-28	0	52	0,494	0,00	0,494	397,86	397,87	398	358	39,12	18	18				
23	80	5	5	-75	0	5	0,494	0,00	0,495	397,87	397,88	398	350	47,14	2	сан. п-к				
24	80	5	5	-75	0	5	0,495	0,00	0,495	397,88	397,89	398	350	47,15	2	сан. п-к				
1	80	5	5	-75	0	5	0,495	0,00	0,495	397,89	397,90	398	350	47,16	2	сан. п-к				
2	80	5	5	-75	0	5	0,495	0,00	0,495	397,90	397,91	398	350	47,17	2	сан. п-к				
3	80	5	5	-75	0	5	0,495	0,00	0,496	397,91	397,93	398	350	47,18	2	сан. п-к				
4	80	5	5	-75	0	5	0,496	0,00	0,496	397,93	397,94	398	350	47,20	2	сан. п-к				
5	80	5	5	-75	0	5	0,496	0,00	0,496	397,94	397,95	398	350	47,21	2	сан. п-к				
6	80	5	5	-75	0	5	0,496	0,00	0,497	397,95	397,96	398	350	47,22	2	сан. п-к				
7	80	5	5	-75	0	5	0,497	0,00	0,497	397,96	397,97	398	350	47,23	2	сан. п-к				
8	80	5	5	-75	0	5	0,497	0,00	0,497	397,97	397,98	398	350	47,24	2	сан. п-к				
9	80	73	50	-7	0	73	0,497	0,00	0,497	397,98	397,98	398	361	36,64	24	24				
10	80	101	50	21	0	101	0,497	0,00	0,497	397,98	397,98	398	364	33,84	30	30				
11	80	77	50	-3	0	77	0,497	0,00	0,497	397,98	397,98	398	361	36,19	25	25				
12	80	58	50	-22	0	58	0,497	0,00	0,497	397,98	397,98	398	359	38,44	20	20				
13	80	49	50	-31	0	49	0,497	0,00	0,497	397,98	397,99	398	358	39,65	17	17				
14	80	56	50	-24	0	56	0,497	0,00	0,497	397,99	397,99	398	359	38,71	19	19				
15	80	49	50	-31	0	49	0,497	0,00	0,497	397,99	398,00	398	358	39,66	17	17				
16	80	52	50	-28	0	52	0,497	0,00	0,498	398,00	398,00	398	358	39,25	18	18				

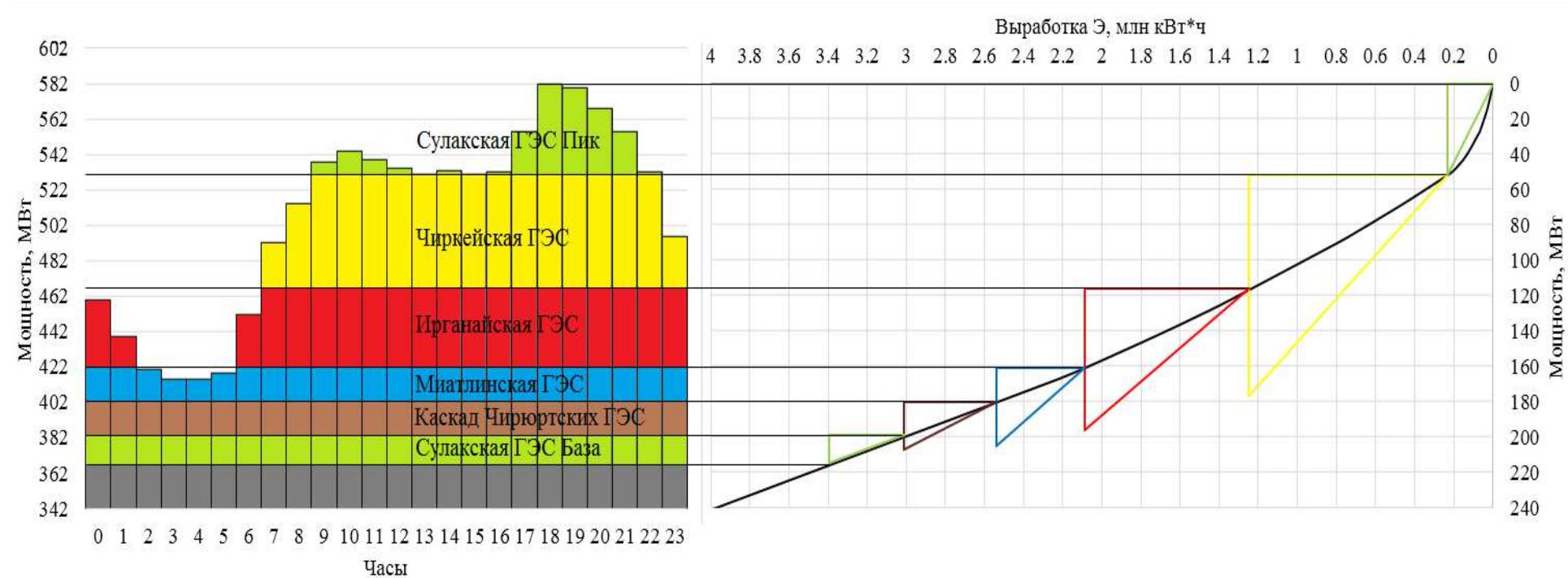


Рисунок 2.4 – ИКН суток ноября

Максимальную рабочую мощность  $P_{раб. max}$  выбираем по ноябрю,  $P_{раб. max} = 98$  МВт. Согласно этой мощности рассчитываем сработку-наполнение в иных месяцах. Пусть принимаем согласно рабочей мощности ноября.

В те месяцы, когда полезный расход превышает максимальный расход, пропускаемый через турбину, необходимы холостые сбросы. При введении холостых сбросов весь месяц уровень воды в водохранилище придерживается на уровне НПУ, из этого следует, что расчет сработки-наполнения в эти месяцы не требуется.

По завершению расчетов строится график сработки-наполнения водохранилища (Рисунок 2.5), на котором отображены графики каждого месяца.

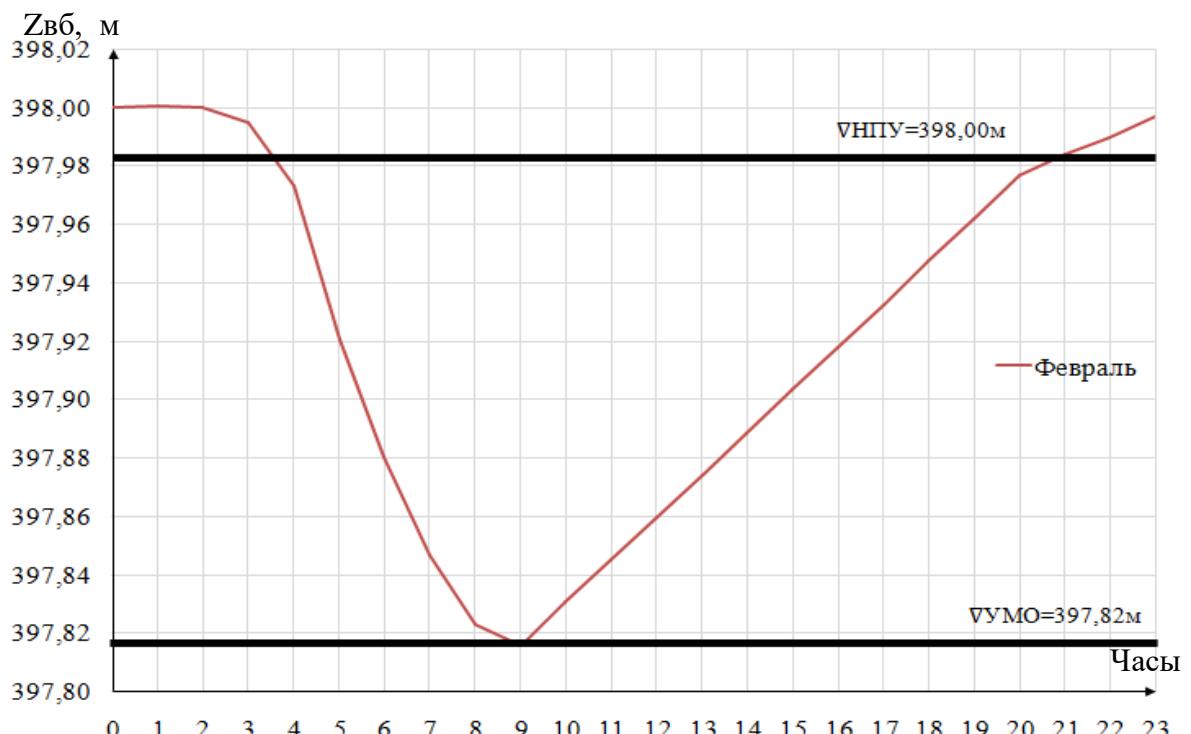


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения Сулакской ГЭС

## 2.7 Баланс энергии энергосистемы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

График баланса мощностей строится на средних нагрузках энергосистемы. Указываются среднемесячные нагрузки и нагрузки существующих гидроэлектростанций (Таблица 2.8).

Средние значения нагрузки для проектируемой ГЭС определяются по таблицам сработки-наполнения для каждого месяца, путем вычисления среднего значения по суткам. Результат заносится в таблицу 2.8.

Данные для построения баланса предоставлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс энергии энергосистемы

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Pср	576	561	535	504	478	463	463	478	504	535	561	576
N сущ	444	411	378	345	312	279	279	312	345	378	411	444
N гар	28	29	36	43	53	67	58	50	34	32	25	31
N вхк	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33

На рисунке 2.6 представлен баланс энергии энергосистемы.

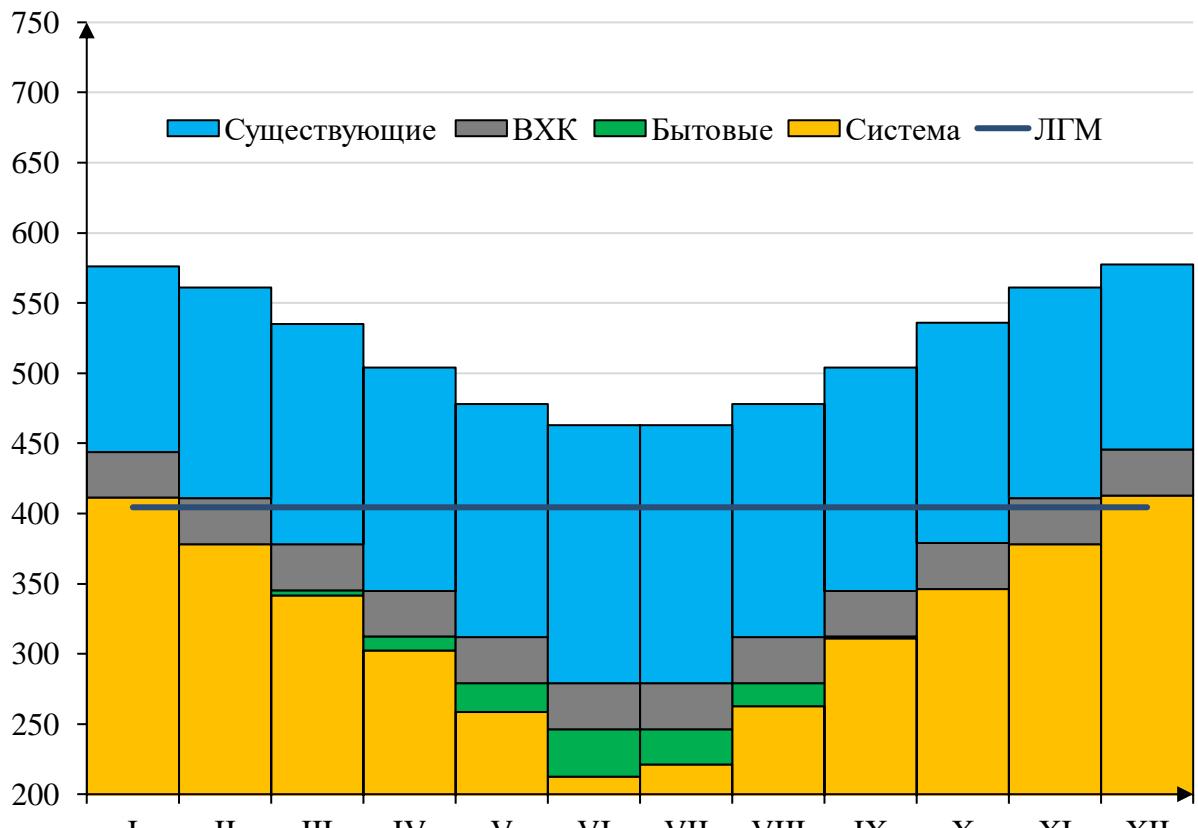


Рисунок 2.6 – Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы

## 2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от  $P_{раб}$ , аварийный резерв составляет 8% от  $P_{tmax}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.9.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

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

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Энергосистема												
P <sub>max</sub>	653	637	611	579	553	537	537	553	579	611	637	653
Нагрузочный резерв	13	13	12	12	11	11	11	11	12	12	13	13
Аварийный резерв	52	51	49	46	44	43	43	44	46	49	51	52
Сулакская ГЭС												
Рабочая мощность	70	70	70	70	54	67	58	51	70	70	68	70
Нагрузочный резерв	4	4	4	4	3	3	3	3	4	4	4	4
Ремонтный резерв	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	0
Существующие ГЭС												
Рабочая мощность	150	144	130	129	153	155	155	153	129	130	144	150
Нагрузочный резерв	9	9	8	8	8	7	8	8	7	8	9	9
Ремонтный резерв	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0
ТЭС												
Рабочая мощность	432	423	410	380	346	315	324	348	380	411	425	433
Рабочая+Авар.	485	474	459	427	390	358	367	393	426	460	476	485
Ремонтный резерв	0	0	0	17	45	60	59	45	17	0	0	0
Аварийный резерв	52	51	49	46	44	43	43	44	46	49	51	52
Суммы	718	701	672	654	653	651	650	653	693	672	701	731

На рисунке 2.7 представлен баланс мощностей для энергосистемы.

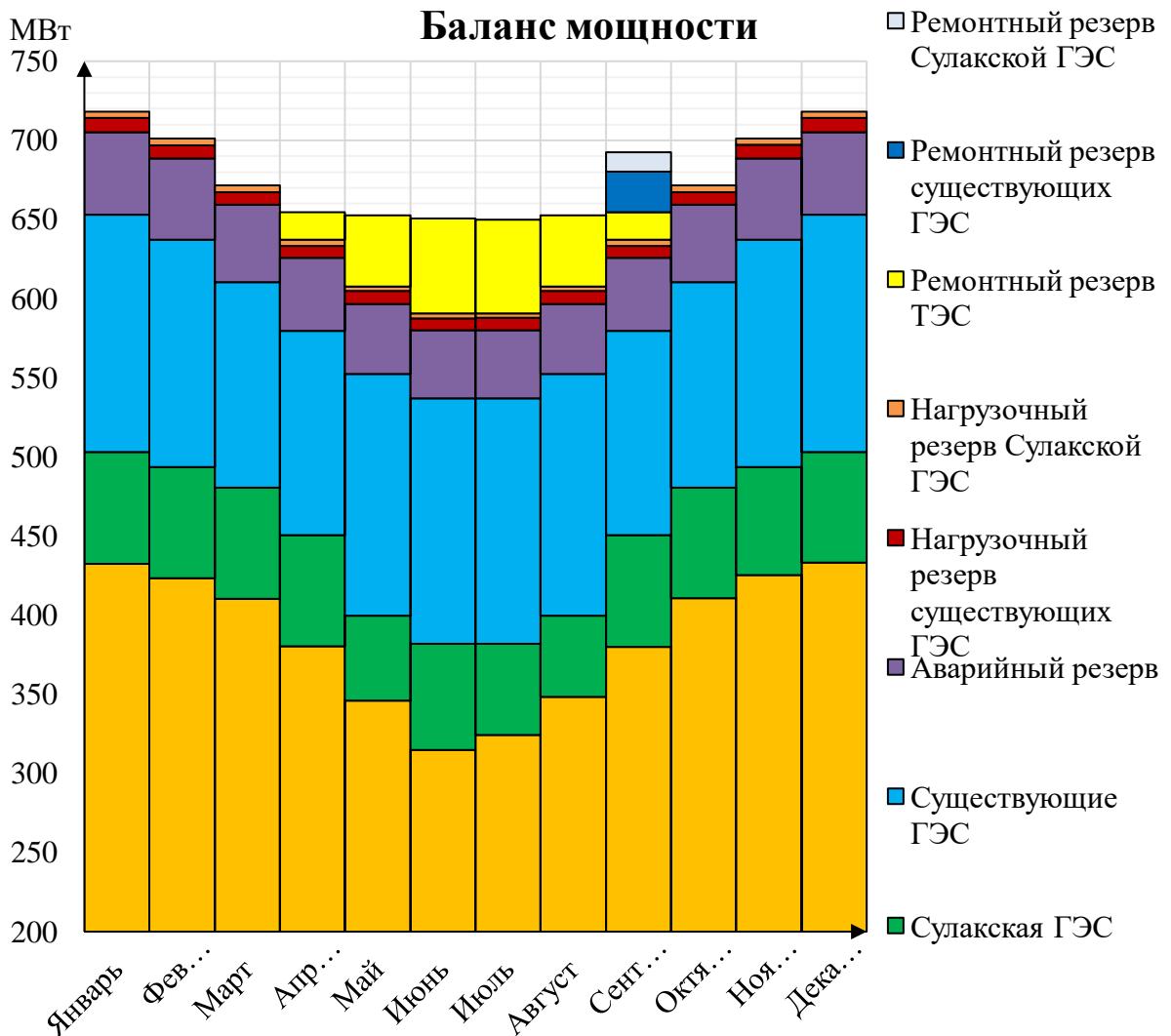


Рисунок 2.7 – Баланс мощности энергосистемы

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.ГЭС}} = N_{\text{раб.ГЭС}} + N_{\text{рез.ГЭС}} = 70 + 4 = 74 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

## 2.9 Определение среднемноголетней выработки

В случае суточного регулирования среднемноголетняя выработка рассчитывается путем вычисления согласно сработке.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС были определены рабочие мощности каждого часа и соответствующие им выработки.

$$\mathcal{E} = \frac{N_{\text{раб}} \cdot 1}{1000}, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.24)$$

Для определения среднемесячной выработки необходимо сумму выработок каждого часа умножить на количество дней в месяце.

Среднемноголетняя выработка является суммой всех среднемесячных выработок. Расчет сведен в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет среднемноголетней выработки

Месяц ы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Эмес	15,5	15,8	21,9	27,7	38,5	47,9	41,7	36,5	20,1	20,1	14,3	18,6
Эср. мн.	319,16 млн. кВт · ч											

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

#### **3.1 Выбор числа и типа агрегатов**

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

Режимное поле – область допустимых режимов работы ГЭС. Строится в координатах напора и расхода. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

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

где  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 398,00$  м, для линии расчётного напора;

$\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 397,89$  м, для нижней границы;

$\nabla ВБ = \nabla УМО = 397,82$  м;

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

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

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

$$Q_{min} = 50 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Сулакской ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

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

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{м}$	$H_{НПУ}, \text{м}$	$H_{УМО}, \text{м}$	$H_p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}$
0	349,16	48,34	48,16	48,23	34,50	102	33,74	113
50	357,97	39,53	39,35	39,42	34,40	102	33,72	113
100	363,56	33,94	33,76	33,83	34,30	103	33,70	113
150	367,28	30,22	30,04	30,11	34,20	103	33,68	113
200	370,00	27,50	27,32	27,39	34,10	103	33,66	113
250	372,25	25,25	25,07	25,14	34,00	104	33,64	113
300	374,28	23,22	23,04	23,11	33,90	104	33,62	113
350	376,20	21,30	21,12	21,19	33,80	104	33,60	112
400	378,04	19,46	19,28	19,35	33,70	105	33,58	112
450	379,83	17,67	17,49	17,56	33,60	105	33,56	112
500	381,56	15,94	15,76	15,83	33,50	105	33,54	111
550	383,30	14,20	14,02	14,09	33,40	105	33,52	111
600	385,11	12,39	12,21	12,28	33,30	106	33,50	111
650	387,04	10,46	10,28	10,35	33,20	106	33,48	110
700	389,11	8,39	8,21	8,28	33,10	106	33,46	110
750	391,21	6,29	6,11	6,18	33,00	107	33,44	109
800	393,01	4,49	4,31	4,38	32,90	107	33,42	109

Из построенного режимного поля определяются:

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

$$H_{\max} = 39,53 \text{ м.}$$

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

$$H_p = 33,32 \text{ м.}$$

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

$$H_{\min} = 33,3 \text{ м.}$$

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции, представленное на рисунке 3.1.

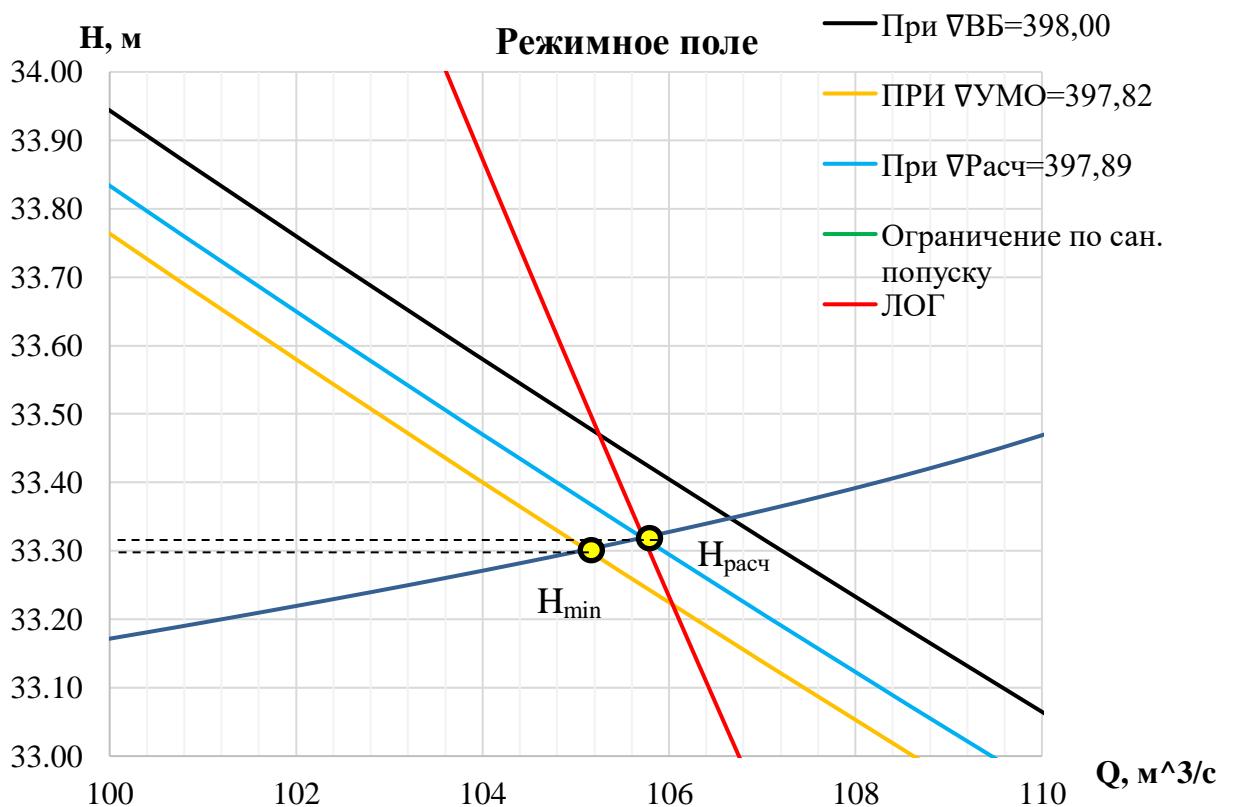


Рисунок 3.1 – Режимное поле Сулакской ГЭС

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

По полученным параметрам режимного поля предварительно рассматриваются возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

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

2) отношение напоров ( $H_{\min}/H_{\max}$ ) должно быть не меньше справочных данных;

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

Полученному диапазону напоров соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотно-лопастная. Исходя из выше перечисленных требований, выбираем гидротурбины – ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Параметры гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I_p}, \text{об/мин}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{I \text{ opt}}, \text{л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m \text{ opt}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I \text{ max}}, \text{л/с}$	1250-1700	1270-1750
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	0,4-0,65	0,35-0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1M}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{mod}}, \text{м}$	4	4
Температура воды для испытаний модели	$t_{\text{mod}}, ^{\circ}\text{C}$	10	20

Рассчитываются параметры турбин для разных диаметров.

КПД натурной гидротурбины:

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

где  $\eta_M$ ;  $D_{1M}$ ;  $H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины (таблица 3.2);

$D_1$ ;  $H_p$  – диаметр (задается стандартным рядом) и расчетный напор натурной турбины;

$V_M$ ;  $V_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, определяемые по справочным данным в зависимости от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_M$ ;  $t_h$ ;

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

Мощность агрегата в расчетной точке (пересчитывается после уточнения числа агрегатов):

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{cp}}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{\text{Ip}}$  – приведенный расход воды в расчетной точке (расчетная точка обозначена на универсальной характеристике выбранной турбины в приложении Г);

$\eta_t$  – КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.4;

$\eta_{\Gamma}^{\text{cp}}$  – средний КПД генератора, принимаемый по справочным данным ( $\eta_{\Gamma}^{\text{cp}} = 0,97$ ).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.6)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата в расчетной точке (определяется по формуле 3.5).

Поправка КПД:

$$\Delta = \frac{\eta_h}{\eta_m}, \quad (3.7)$$

где  $\eta_m$  – КПД модельной турбины.

$\eta_h$  – КПД натурной турбины.

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

$$n'_c = \frac{n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_{1p}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n'$ .

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{\max}$ ;  $H_p$ ;  $H_{\min}$  находятся по формуле (3.9) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении Г, рисунок Г.1):

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

где  $H$  – значение напоров  $H_{max}$ ;  $H_p$ ;  $H_{min}$ .

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{IH_p}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_p$  подбирается такое сочетание  $\eta$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_t = \frac{N_{agr}}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r^{cp}}, \quad (3.10)$$

где  $N_{agr}$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке.

Через расчётную точку проводится линия, параллельная линии открытия направляющего аппарата –  $a_0$ : получается линия ограничения по пропускной способности турбины, которая представлена на универсальной характеристике в (приложении Г, рисунок Г.1).

Так же строится линия ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{min}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.10) вместо  $H_p$  максимальный напор  $H_{max}$ .

Линия ограничения по расходу строится, проходя через две точки, расположенные на линиях, соответствующих максимальному и минимальному расходам. Определяемыми координатами являются значения приведённого расхода:

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

где  $Q_{min}$  - минимальный расход через турбину;

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H$  – напор ( $H_{max}$  или  $H_{min}$ );

$\Delta$  - поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицу 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, м$	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75
$\eta_{турб}$	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
$N_{agr}, МВт$	40336,89	45925,94	51879,09	58196,51	64878,35
$Za', шт$	1,83	1,61	1,43	1,27	1,14
$Za, шт$	2	2	2	2	2

Продолжение таблицы 3.3

$D_1, \text{м}$	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	37000	37000	37000	37000	37000
$\Delta$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c, \text{мин}^{-1}$	196,81	184,57	173,77	164,17	155,57
$n'_{\text{синхр}}, \text{мин}^{-1}$	200,0	187,5	166,7	166,7	150,0
$n'_{\text{max}}, \text{мин}^{-1}$	116,62	116,58	110,09	116,53	110,65
$n'_{\text{расч}}, \text{мин}^{-1}$	127,03	126,98	119,91	126,93	120,53
$n'_{\text{min}}, \text{мин}^{-1}$	127,06	127,02	119,95	126,97	120,56
$Q'_1 \cdot \eta_t$ ( $H_{\text{расч}}$ )	1,45	1,28	1,13	1,01	0,91
$Q'_1 \cdot \eta_t$ ( $H_{\text{max}}$ )	1,12	0,99	0,88	0,78	0,70

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ40Б-В

$D_1, \text{м}$	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50
$\eta_{\text{турб}}$	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	34185,82	38167,87	43455,18	49086,80	55062,88
$Z_a^*, \text{шт}$	2,16	1,94	1,70	1,51	1,34
$Z_a, \text{шт}$	2	2	2	2	2
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	37000	37000	37000	37000	37000
$\Delta$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_c, \text{мин}^{-1}$	203,83	193,02	181,01	170,42	160,99
$n'_{\text{синхр}}, \text{мин}^{-1}$	200,0	200,0	187,5	166,7	166,7
$n'_{\text{max}}, \text{мин}^{-1}$	110,80	117,01	116,97	110,46	116,93
$n'_{\text{расч}}, \text{мин}^{-1}$	120,69	127,45	127,41	120,32	127,36
$n'_{\text{min}}, \text{мин}^{-1}$	120,72	127,49	127,45	120,35	127,40
$Q'_1 \cdot \eta_t$ ( $H_{\text{расч}}$ )	1,62	1,45	1,28	1,13	1,01
$Q'_1 \cdot \eta_t$ ( $H_{\text{max}}$ )	1,25	1,12	0,99	0,88	0,78

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

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину ПЛ40а-В с диаметром рабочего колеса  $D_1=4,5 \text{ м}$ , количество агрегатов принимаем  $Z_a=2$ , синхронная частота вращения  $n_c= 166,7 \text{ об/мин}$ .

### 3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметка установки рабочего колеса, обеспечивающая её бескавитационную работу, определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s, \quad (3.12)$$

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

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при максимальном напоре;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью расчётном напоре;
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = H_{atm} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.pl.}, \quad (3.13)$$

где  $H_{atm} = 10,33$  м. вод. ст. – барометрическое давление;

$\nabla$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5 – конструктивный запас;

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

$Z_{x.pl.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО турбин равна  $\frac{b_0}{2}$ , а для ПЛ турбин принимается равной 0.

На режимном поле проектируемой ГЭС находим три точки.

Пересчитаем расход для этих точек по формуле:

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

Для первой: определяем  $\sigma = 0,21$ ,  $Q = 109,49 \text{ м}^3/\text{с}$ . По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 364,16 \text{ м}$ .

Для второй: определяем  $\sigma = 0,34$ ,  $Q = 128,58 \text{ м}^3/\text{с}$ . По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 366,56 \text{ м}$ .

Для третьей: определяем  $\sigma = 0,34$ ,  $Q = 128,54 \text{ м}^3/\text{с}$ . По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 366,56 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания для каждой точки (по формуле 3.13):

$$\text{Для первой: } H_S = 10,33 - \frac{364,16}{900} - 0,21 \cdot 39,53 - 1,5 + 0 = 0,124 \text{ м;}$$

$$\text{Для второй: } H_S = 10,33 - \frac{366,56}{900} - 0,34 \cdot 33,32 - 1,5 + 0 = -2,9 \text{ м;}$$

$$\text{Для третьей: } H_S = 10,33 - \frac{366,56}{900} - 0,34 \cdot 33,3 - 1,5 + 0 = -2,899 \text{ м.}$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D <sub>1</sub> , м	Z <sub>агр</sub> , шт	n <sub>c</sub> , об/мин	N <sub>агр</sub> , МВт	H <sub>S1</sub> , м	H <sub>S2</sub> , м	H <sub>S3</sub> , м
ПЛ40а-В-450	4,5	2	166,7	37	0,124	-2,9	-2,899

Рассчитываем заглубление рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$\nabla Z_{P.K.1} = 364,16 + 0,124 = 364,28 \text{ м;}$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 366,56 - 2,9061 = 363,65 \text{ м;}$$

$$\nabla Z_{P.K.3} = 366,56 - 2,8993 = 363,66 \text{ м.}$$

Из всех полученных расчетных значений H<sub>s</sub> выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее  $\nabla Z_{P.K.} = 363,65 \text{ м.}$

### 3.2 Расчёт вала на прочность

Для выполнения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно, наружный диаметр вала определяется по формуле:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.15)$$

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

Принимается  $\tau_{\text{доп}} = 35$  МПа, а крутящий момент  $M_{\text{кр}}$  определяется по формуле :

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 37000}{166,7} = 2,16 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.16)$$

Диаметр вала уточняется по формуле:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 2,16}{35} \right)^{0,33} = 683 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_{\text{в}}$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм). Принимаем  $D_{\text{в}} = 700$  мм.

### 3.3 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок, возникающих при работе гидроагрегата. Его расчёт сводится к определению размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 37000}{166,7 \cdot 4,5} = 39,46 \text{ кН.} \quad (3.17)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_{\text{в}}$  по формуле:

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 700 + 20 = 720 \text{ мм.} \quad (3.18)$$

Из справочных данных [5. стр.67], в соответствии с  $D_{\text{в}} = 700$ ,  $h_{\text{п}} = 300$  мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление определяется по формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{39,46}{0,72 \cdot 0,3} = 182,69 \text{ кПа.} \quad (3.19)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{\text{уд}}]$  вычисляется по формуле:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 12,56 = 364,24 \text{ кПа.} \quad (3.20)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,72}{30} = 12,56 \text{ м/сек.} \quad (3.21)$$

Условие  $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 300 \text{ мм}; Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2\cdot\cos(a)+2\cos(2a)}, \text{ кН,} \quad (3.22)$$

$$\text{где } a = \frac{360^{\circ}}{Z_{\text{сегм}}}.$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа;} \quad (3.23)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м;} \quad (3.24)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа.} \quad (3.25)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ};$$

$$R_1 = \frac{39,46}{1+2\cdot\cos(45^{\circ})+2\cdot\cos(90^{\circ})} = 16,35 \text{ кН;}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,90 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,72}{8} = 0,25 \text{ м;}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{39,46}{0,25 \cdot 0,3} = 526,13 \text{ кПа;}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 12,56 = 628 \text{ кПа.}$$

Условие  $p_{уд} \leq [p_{уд}]$  соблюдается.

В обоих видах подшипников условие  $p_{уд} \leq [p_{уд}]$  соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

### 3.4 Выбор типа МНУ и электрогидравлического регулятора

Выбор производится по справочной литературе [38].

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подшипника 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 Сулакской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 6,3/1-40-8-2 (масса: 11,2 т). По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, мной был выбран ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника – 100 мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-100-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

100- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

### 3.5 Гидрогенератор

По справочным данным для утвержденной турбины ПЛ40а-В был подобран гидрогенератор СВ-733/130-36 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры гидрогенератора СВ-733/130-36

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	46,25
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	40
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	0,8
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	46,25
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	166,7
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,15
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,37

Продолжение таблицы 3.6

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,33
Исполнение	Подвесное		

## 4 Электрическая часть ГЭС

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения. В районе расположения проектируемой ГЭС существуют подстанции 330 кВ, 110 кВ. По карте–схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Чирюрт» 110 кВ с расстоянием 80 км. Одним из первых решений, принимаемых при проектировании, является выбор вида блоков ГЭС. Выбор зависит от числа и мощности гидроагрегатов. На рисунке 4.1 приведена схема одиночного блока.

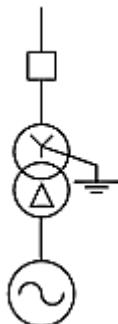


Рисунок 4.1 – Схема одиночного блока

### 4.2 Выбор трансформаторов

#### 4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд электростанции. Мощность трансформатора определяется по формуле (4.1):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_r - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = \frac{40 - 0,4}{0,9} = 44 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где  $P_r$  – мощность гидрогенератора, в МВт;  
 $P_{\text{сн}}$  – полная мощность нагрузки собственных нужд, МВА;  
 $\cos \varphi$  – номинальный коэффициент мощности гидрогенератора.

Был выбран трансформатор ТРДН-40000/110-У1. Номинальные данные этого трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Номинальные данные трансформаторов ТРДН-40000/110-У1

S <sub>ном</sub> , кВА	U, кВ		ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт
	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ		
40000	115	10,5	22	170

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды гидроэлектростанции, достигает 1 % от P<sub>уст</sub> и вычисляется по формуле (4.2):

$$P_{\text{сн}} \leq 1\% \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 74 = 0,74 \text{ МВт}. \quad (4.2)$$

Согласно полученного значения мощность собственных нужд принимается равной P<sub>сн</sub> = 0,74 МВт.

Полная мощность собственных нужд определяется по формуле (4.3):

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{0,74}{0,9} = 0,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где P<sub>сн</sub> – мощность собственных нужд, МВт;

cosφ – коэффициент мощности генератора.

Подбирается трансформатор ТС3-1000/10,5/0,4/Д/Ун-11. В таблице 4.2 приведены ном. параметры трансформатора ТС3-1000/10,5/0,4/Д/Ун-11.

Таблица 4.2 – Ном. данные трансформаторов ТС3-1000/10,5/0,4/Д/Ун-11

S <sub>ном</sub> , кВА	U, кВ		ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт
	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ		
1000	10,5	0,4	2,4	9

#### 4.3 Определение количества отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая Сулакской ГЭС в систему, определяется по формуле (4.4):

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot \left( \frac{P_g - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_g} \right) = 2 \cdot \left( \frac{40 - 0,4}{0,9} \right) = 88 \text{ МВА}. \quad (4.4)$$

При известной передаваемой мощности определяется количество отходящих линий по формуле (4.5):

$$n_l = \frac{S_{\Sigma} \cdot \cos\varphi_c}{P_{\text{пр}}} + 1 = \frac{88 \cdot 0,85}{30 \cdot 1,4} + 1 = 2,89, \quad (4.5)$$

где P<sub>пр</sub> – пропускная способность на одну цепь, выбирается по ПУЭ;

$\cos\varphi_c$  – коэффициент мощности системы.

Таким образом, число линий принимается равным  $n_l = 3$ .

Ток воздушной линии определяется по формуле (4.6):

$$I_{раб} = \frac{S_\Sigma}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_l} = \frac{88}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,15 \text{ кА}, \quad (4.6)$$

где  $U_l$  – напряжение линии электропередачи, 110 кВ.

Расчётный ток воздушной линии определяется по формуле (4.7):

$$I_{расч} = a_i \cdot a_T \cdot I_{вл110} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,15 = 0,16 \text{ кА}, \quad (4.7)$$

где  $a_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации,

принимается  $a_i=1,05$ ;

$a_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, принимается  $a_T=1$ .

По методу экономической плотности тока выбираем проводом марки АС-240/34.

Допустимый продолжительный длительный ток  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ .

-  $x_{0уд} = 0,435 \text{ Ом/км}$ ;

-  $r_{0уд} = 0,121 \text{ Ом/км}$ .

Ток линии в послеаварийном режиме, при аварийном отключении линии, вычисляется по формуле (4.8):

$$I_{п.ав} = \frac{S_\Sigma}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_l} = \frac{88}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,23 \text{ кА}. \quad (4.8)$$

Обязательным условием является  $I_{п.ав} < I_{доп}$ . По вычисленным в формуле (4.8) значению  $0,23 \text{ кА} < 0,605 \text{ кА}$ . Следовательно, условие выполнено, проверка проводом марки АС-240/34 пройдена.

#### 4.4 Технико-экономический расчёт

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому стоимость капитальных затрат вычисляется по формуле (4.9):

$$K = n_t \cdot K_t + n_{tch} \cdot K_{tch} + n_b \cdot K_{py}, \quad (4.9)$$

где  $K_t$  – стоимость силового трансформатора, 22 млн. руб;

$n_T$  – количество силовых трансформаторов, 2 шт;  
 $K_{\text{сн}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд, 0,87 млн. руб;  
 $n_{\text{тсн}}$  – количество трансформаторов собственных нужд, 3 шт;  
 $K_{\text{РУ}}$  – стоимость ячеек выключателей КРУЭ, 36 млн. руб;  
 $n_B$  – количество ячеек выключателей КРУЭ, 8 шт.

$$K = 2 \cdot 22 + 3 \cdot 0,87 + 8 \cdot 36 = 334,6 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты вычисляются по формуле (4.10):

$$3 = 0,15 \cdot K + I = 0,15 \cdot 334,6 + 24,4 = 50,2 \text{ млн. руб}, \quad (4.10)$$

где  $K$  – стоимость капитальных затрат, млн. руб;  
 $I$  – стоимость потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, млн. руб.

## 4.5 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.5.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ

Для расчёта токов КЗ предварительно рассчитываются активные и реактивные сопротивления элементов схемы, а также ЭДС активных элементов в именованных и относительных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора вычисляется по формуле (4.11):

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,33 \cdot \frac{13,8^2}{45,6} = 0,099 \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление, о.е, (табл. 3.6);  
 $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВА, (табл. 3.6);  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора, кВ. (табл. 3.6).

Активное сопротивление синхронного генератора вычисляется по формуле (4.12):

$$r_g = \frac{1,22 \cdot x_g}{T_{a,g} \cdot \omega} = \frac{1,22 \cdot 0,099}{0,045 \cdot 314} = 0,0086 \text{ Ом}, \quad (4.12)$$

где  $x_g$  – индуктивное сопротивление генератора, формула (4.11).

Индуктивное сопротивление силового трансформатора вычисляется по формуле (4.13):

$$x_T = \frac{u_{K3\%}}{100} \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,72 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где  $u_{K3\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{T,BH}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, (табл. 4.1);  
 $S_T$  – полная номинальная мощность трансформатора, МВА, (табл. 4.1).  
Активное сопротивление силового трансформатора вычисляется по формуле (4.14):

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T^2} = 1,21 \cdot \frac{525^2}{630^2} = 0,84 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

где  $\Delta P_k$  – потери КЗ в трансформаторе, (табл. 4.1).

Индуктивное сопротивление линии электропередач вычисляется по формуле (4.15):

$$x_L = \frac{x_{o,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 90}{2} = 17,4 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

где  $x_{o,уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, равное 0,435 Ом/км;  
 $n$  – количество отходящих линий, (формула 4.5);  
 $l$  – длина отходящих линий, км.

Активное сопротивление линии электропередач вычисляется по формуле (4.16):

$$r_L = \frac{r_{o,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 80}{2} = 4,84 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

где  $r_{o,уд}$  – удельное активное сопротивление ВЛ, равное 0,121 Ом/км  
 $n$  – количество отходящих линий, (формула 4.5);  
 $l$  – длина отходящих линий, км.

ЭДС генератора вычисляется по формуле (4.17):

$$E_g = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.17)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора.

Индуктивное сопротивление системы вычисляется по формуле (4.18):

$$x_C = \frac{U_{ном}^2}{S_{K3}} = \frac{115^2}{110} = 120,2 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

где  $U_{ном}$  – напряжение системы;

$S_{K3}$  – мощность короткого замыкания системы.

Активное сопротивление системы вычисляется по формуле (4.19):

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{120,23}{0,06 \cdot 314} = 6,38 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где  $x_C$  – индуктивное сопротивление системы, (формула 4.18).

#### 4.5.2 Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного комплекса RastrWin 3

В программном комплексе рассчитываются токи однофазного и трёхфазного КЗ на шинах распределительного устройства трехфазного КЗ на главных выводах генератора. На рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 представлены исходные данные для расчёта.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0
1				зак	1	Генератор 1		10			
2				зак	2	Генератор 2		10			
3				зак	3	Выключатель 1		10			
4				зак	4	Выключатель 2		10			
5				зак	5	ОРУ		115			
6				зак	6	СИСТЕМА		115			

Рисунок 4.2 – Исходные данные узлов для расчёта

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r
1			Выкл		Выкл	1	3		Генератор 1 - Выключат...						
2			Выкл		Выкл	2	4		Генератор 2 - Выключат...						
3			Тр-р		Тр-р	3	5		Выключатель 1 - ОРУ	0,70	34,72				0,090
4			Тр-р		Тр-р	4	5		Выключатель 2 - ОРУ	0,70	34,72				0,090
5			ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ - СИСТЕМА	4,84	17,40				

Рисунок 4.3 – Исходные данные ветвей для расчёта

	S	s0	N арп	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	x0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	d11	I2	d12	Io
1		2		Генератор 1	1	0,009	0,100	0,009	0,10	0,009	0,10	11,865				0,088	-89,260	0,109	-88,491	0,000
2		3		Генератор 2	2	0,009	0,100	0,009	0,10	0,009	0,10	11,865				0,088	-89,260	0,109	-88,491	0,000
3		1		Система	6	6,380	120,230	6,380	120,23	6,380	120,23	115,000				0,478	-85,341	0,002	-84,997	0,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные генераторов для расчёта

Результаты расчётов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Тип КЗ	П1	$I_{\pi,0}$	$i_y$
1ф	9	2,43	3,77
3ф	9	4,85	12,35
3ф	1	58,44	106,48

## 4.6 Выбор и проверка оборудования

### 4.6.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Расчетный ток присоединения генераторов на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{г,раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}}; \quad (4.20)$$

$$I_{\text{г,раб.макс}} = 1,05 \cdot 2,507 = 2,63 \text{ кА.}$$

Расчетный ток присоединений силовых трансформаторов, рассчитывается по формуле (4.21):

$$I_{\text{T,раб.макс}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}} (-5\%)} = \frac{45,6}{\sqrt{3} \cdot 104,5} = 0,25 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ, вычисляется по формуле (4.22):

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{88}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,15 \text{ кА,} \quad (4.22)$$

где  $S_{\Sigma}$  – передаваемая по линиям мощность;

$n_{\text{л}}$  – количество линий;

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{88}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,23 \text{ кА,} \quad (4.23)$$

где  $S_{\Sigma}$  – передаваемая по линиям мощность;

$n_{\text{л}}$  – количество линий;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии.

#### 4.6.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, max}};$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч.}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-10 и разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ. Сводная таблица представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 2633 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 58,44 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 106,48 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность ( $\text{В}\cdot\text{А}$ )
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	AC-M3	RS485	0,5	10
				$\sum = 26 \text{ В}\cdot\text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### **4.6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения**

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma,\text{раб}} = 2633 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

#### 4.6.4 Выбор параметров КРУЭ

Параметры для КРУЭ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору ячеек КРУЭ высшего напряжения

Расчётные данные	Выключатель фирмы ЗАО «ЗЭТО» ЯТЭ-110Л/2500У2	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель. Uном = 252 кВ; Iном = 3150 кА;
Uсети ном = 110 кВ	Uном = 110 кВ	
Iрабмакс = 359 А	Iном= 3150 А	
Iпо = 2,43 кА	Iоткл.ном. = 50 кА	
iу = 3,77 кА 1Ф	-	

Ячейка КРУЭ типа ЯТЭ—110Л/2500У2 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещённых разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой. Это оборудование было спроектировано специально, и дополнительная проверка их, а тем более выбор, не требуется.

#### 4.6.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Для защиты цепи 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-110УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией.

### 5 Устройства РЗиА

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

#### 5.1 Перечень защит основного оборудования

На главном гидрогенераторе СВ-733/130-36:

–Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
  - Защита от симметричных перегрузок статора;
  - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
  - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
  - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
  - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- На силовом трансформаторе блока ТРДН-40000/110-У1:
  - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110кВ;
  - Резервная максимальная токовая защита;
  - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
  - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС:
  - Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
    - Защита от перегрузки
    - Реле тока охлаждения
- На ЛЭП 110кВ:
  - a. основные защиты:
    - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
  - b. 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 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
  - Дифференциальная защита;

- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{г.ном}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1979 \text{ A}, \quad (5.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность генератора, (табл. 3.6);  
 $\cos\varphi$  – коэффициент мощности, (табл. 3.6);  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора, (табл. 3.6).

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{г.ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{г.ном}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1979 \cdot 1}{2000/5} = 4,95 \text{ A}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;  
 $K_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Ток ротора первичный:

$$I_{\text{ном.рот}}^{(1)} = \frac{I_{\text{рот.ном.}}}{1,2255} = \frac{1220}{1,2255} = 995,5 \text{ A}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{рот.ном.}}$  – Ток ротора при номинальной нагрузке.

Ток ротора вторичный:

$$I_{\text{ном.рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном.рот}}^{(1)}}{K_{\text{тт вн}}} = \frac{995,5}{1000/5} = 4,62 \text{ A}, \quad (5.4)$$

где  $K_{\text{тт вн}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне напряжения 110 кВ.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном.ВГ1}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot U_{\text{ном.рот}} = \sqrt{3} \cdot 995,5 \cdot 285 = 491,4 \text{ кВА}, \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{ном.рот}}$  – номинальный ток ротора, А;  
 $U_{\text{ном.рот}}$  – номинальное напряжение ротора, В.

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

#### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 1979$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{TT}} = 2000/5$  А.

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

$$I_{\text{НБ(H)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;  
 $I_H$  – номинальный ток генератора.

Уставка срабатывания выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(H)}} = K_H \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1979 = 297 \text{ А.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

$I_{МАКС}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, вычисляется по формуле:

$$I_{МАКС} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,30}{0,33} \cdot 1979 = 7793 \text{ А.}$$

(5.9)

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 7793 = 779 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T},$$

(5.10)

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора,  $I_T = I_{МАКС}$ .

$$K_T > \frac{779 \cdot 2}{7793} = 0,2.$$

$K_T$  принимается равным 0,3.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H.$$

(5.11)

Далее рассчитывается тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки В должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5.$$

(5.12)

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора. Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

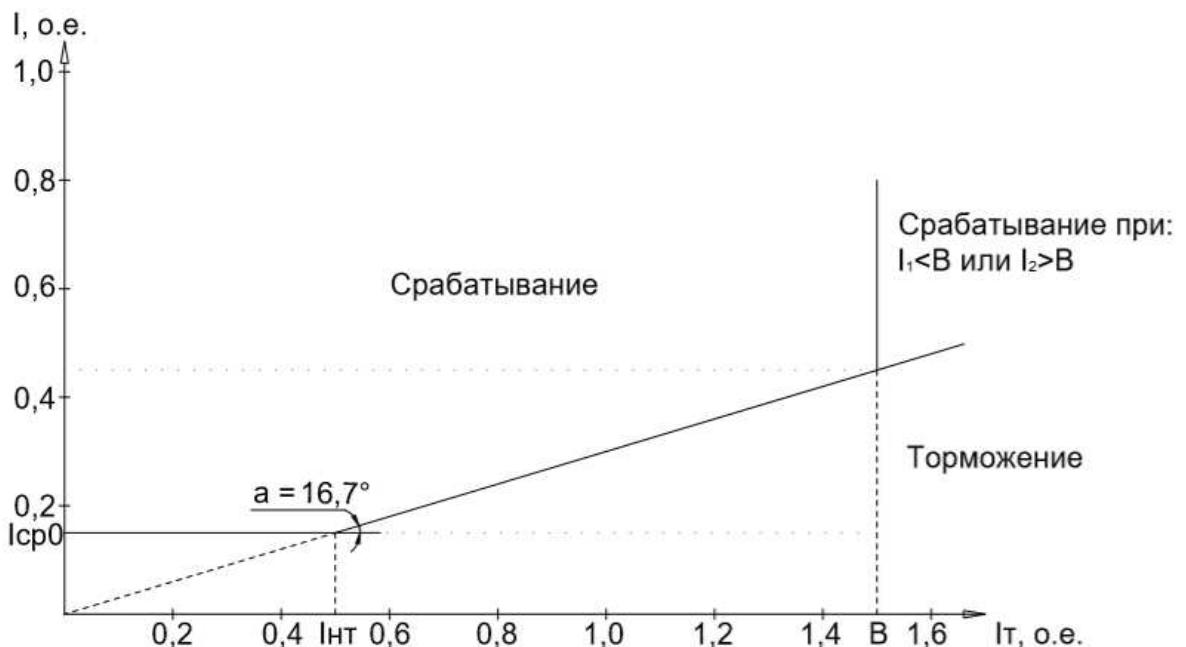


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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

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

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

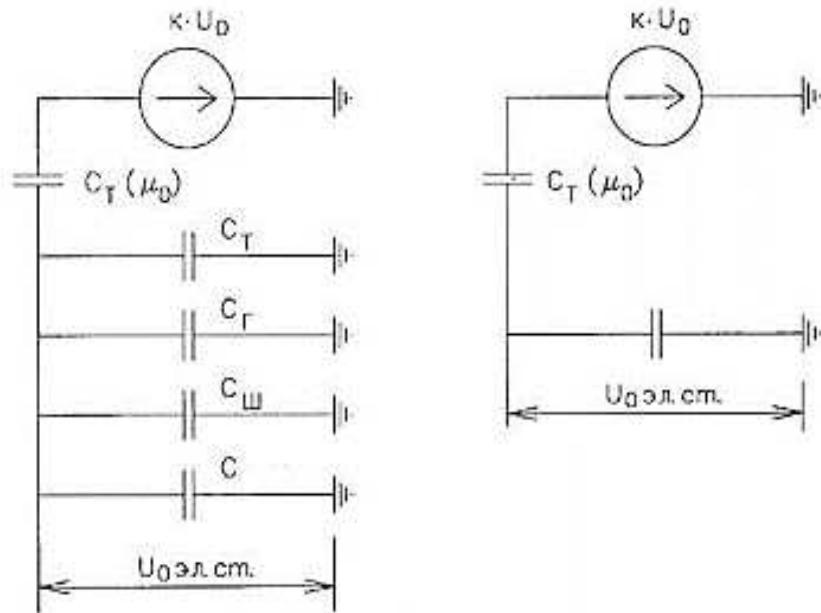


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_G + C_T + C_W + C = 0,7 + 0,01 + 0,008 + 0,25 = 0,968 \quad (5.13)$$

где  $C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_W$  – ёмкость шинопровода по отношению к земле;  
 $C$  – ёмкость генераторного выключателя.

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,52 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.16)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 22132 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,968} = 113 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} \quad (5.17)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{cp} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \frac{0,1}{3}}} \cdot 113 = 0,98 \text{ В.}$$

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

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

Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_t$  от 1 до 3. В данном случае  $K_t$  принимается равным 1,2. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от  $K_t$  будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,42. \quad (5.18)$$

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

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени.

1) Уставка защиты  $U2>$  вычисляется по формуле:

$$U_{Cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.19)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение обмоток статора;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1>$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1>$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_1>$  рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.20)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение обмоток статора (табл. 3.6);

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ . Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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

Защита предназначена для ликвидации перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{сигн}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Уставка сигнального органа принимается равной  $0,07 \cdot I_H$ .

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22, \quad (5.21)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,19, \quad (5.22)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = 0,19 \cdot I_H, \quad (5.23)$$

где  $I_H$  – номинальный ток статора генератора.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,19^2} \approx 831 \text{ с.} \quad (5.24)$$

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

$$t_{CP} = \frac{A}{(I_{*2})^2}. \quad (5.25)$$

Из выражения (5.26) следует:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{CP} = 30 = A_{IO}. \quad (5.26)$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_h$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

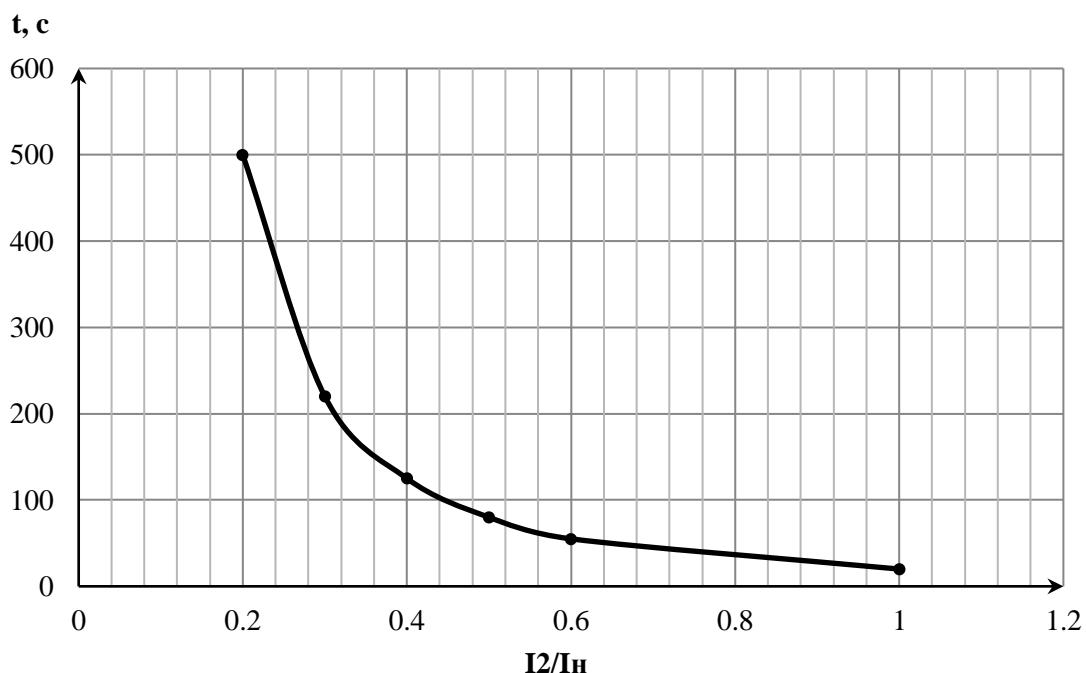


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_{dBN}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{BN}}{U_{HH}}\right)^2 = 0,33 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 39,6, \quad (5.27)$$

где  $x_{dBN}''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2BN} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{BN}}{U_{HH}}\right)^2 = 0,331 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 39,7, \quad (5.28)$$

где  $x_{2BN}$  – сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,1(x_{dBN}'' + x_{2BN} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1(39,6 + 39,7 + 2 \cdot 0,12)} = 0,0114 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2 \cdot I_{2C.3.*} \cdot \frac{U_{BN}}{U_{HH}} = 2 \cdot 0,0114 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right) = 0,25 \text{ о. е.}, \quad (5.30)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2C.3.}^* = \frac{E_\Sigma''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 \cdot ((x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L))}, \quad (5.31)$$

где  $x_L$  – сопротивление линии электропередач.

$$I_{2C.3.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot ((0,33 + 0,12 + 0,127) + (0,331 + 0,12 + 0,127))};$$

$$I_{2C.3.}^* = 0,826 \text{ о. е..}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.}^* = 2 \cdot I_{2C.3.}^* \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 2 \cdot 0,826 \cdot \left( \frac{115}{10,5} \right) = 18,08 \text{ о. е..} \quad (5.32)$$

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

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.33)$$

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

$K_B$  – коэффициент возврата, равный 0,98.

Выдержка времени срабатывания защиты – 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

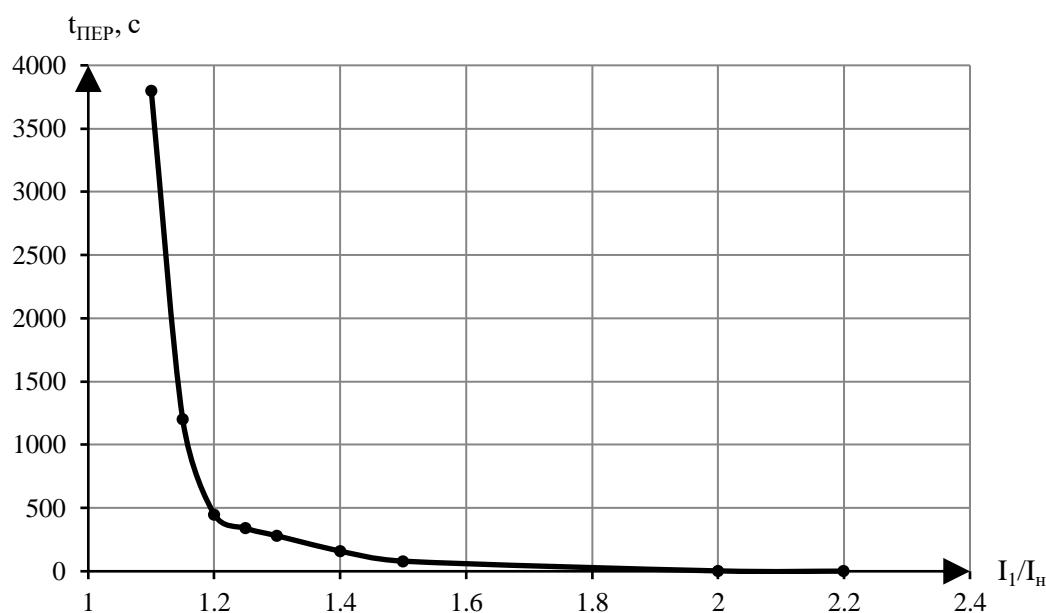


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{HOM}. \quad (5.35)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ( $U_G <$ ). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.36)$$

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

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

Задача выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

1) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ110 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{T,500} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 34,7 + \frac{0,8}{3} \cdot 40,16 = 38,48 \text{ Ом,} \quad (5.37)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий параллельность линий.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot \frac{0,105 \cdot 45,6}{40} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{45,6}{121^2} \cdot 40,16 = 0,129.$$

$Z_1$  в первичных Омах:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,129 \cdot 2,42 = 0,31, \quad (5.38)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора.

Базисное сопротивление генератора:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{45,6} = 2,42 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где  $U_6$  – базисное напряжение;

$S_{\text{НГ}}$  – номинальная мощность генератора.

Уставка срабатывания защиты:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,31 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,19 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где  $Z_1$  – сопротивление линии;

$n_T$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_H$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$ .

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения. Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1979} = 3,06 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;

$I_{\text{НАГР}}$  – номинальный ток статора генератора.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе

возбуждения ( $2 \cdot I_{\text{B.H.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{H}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{B.NOM}}}{I_{\text{B.X.X.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1220}{490} - 0,95}{1,15} = 3,5 \text{ о.е.} \quad (5.42)$$

где  $I_{\text{B.X.X.}}$  – ток ротора холостого хода, А;  
 $I_{\text{B.NOM}}$  – номинальный ток ротора;  
 $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,4 \text{ о.е.} \quad (5.43)$$

где  $U_{\text{H}}$  – номинальное напряжение генератора в о.е.;  
 $I_{\Phi}$  – ток статора при двойном токе возбуждения и пониженном напряжении.

Коэффициент мощности в этом случае:

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (5.44)$$

где  $\cos\varphi_{\text{H}}$  – номинальный коэффициент мощности генератора.  
Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,67^\circ$ .  
Сопротивление срабатывания защиты применяется:

$$Z_{C\ 3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,4}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.45)$$

где  $K_{\text{H}}$  – коэффициент надёжности;  
 $Z_{\text{НАГР.Ф}}$  – сопротивление нагрузки в режиме 2-кратного возбуждения.  
Сопротивление срабатывания в именованных единицах:

$$Z_{C\ 3II} = Z_{II\ \text{o.e.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{45,6} = 0,84 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

где  $Z_{II\ \text{o.e.}}$  – сопротивление срабатывания защиты;  
 $Z_{\text{Б}}$  – базисное сопротивление.  
Значение уставки реле:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,88 \cdot 2000/5}{10500/100} = 3,18 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

где  $Z_{C3.II}$  – Сопротивление срабатывания в именованных единицах;  
 $n_T$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;  
 $n_H$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.  
Принимаем уставку  $Z_2 = 3,2 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,31 = 0,047 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,84 = 0,126 \text{ Ом}$ . Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

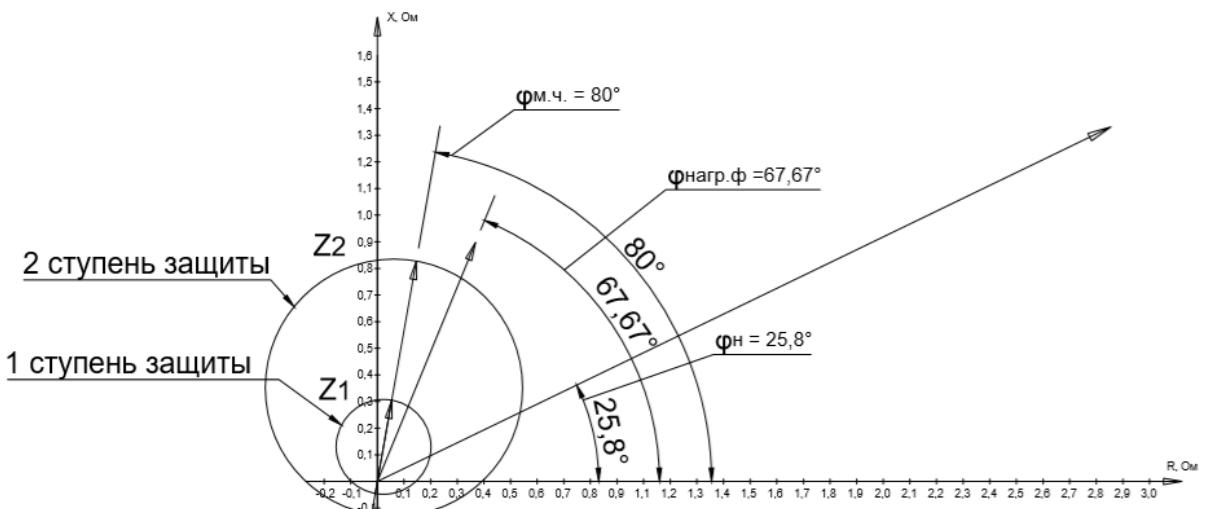


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P\text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.48)$$

где  $I_{\text{НОМ.Р}}$  – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P\text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.49)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

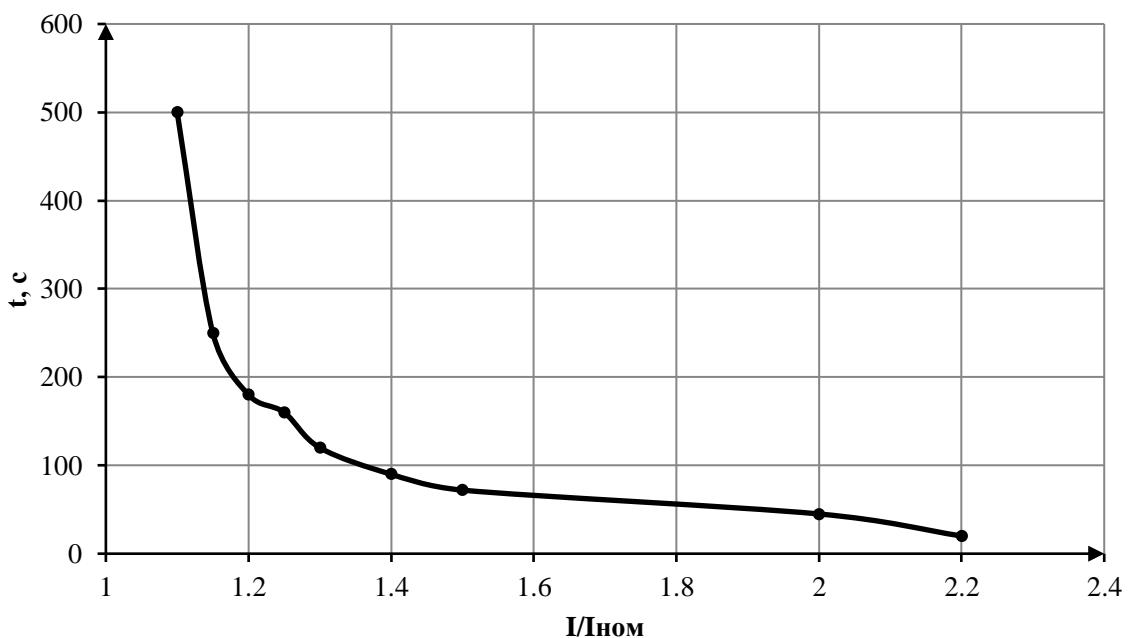


Рисунок 5.6 –Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,45 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.50)$$

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

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

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Д, таблицах Д1 и Д2 соответственно.

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины**

#### **6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Для проведения расчетов необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

Высота ГТС от 20 до 50 м на скальном основании, установленная мощность ГЭС составляет 74 МВт и число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии, чел: до 500. С учётом этих данных по СП [20] назначается III класс сооружения.

#### **6.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины**

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

где  $h_s$  – превышение ГП над расчетным уровнем в ВБ, (формула 6.2).

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

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

где  $h_{1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона, (формула 6.3);

$a$  – конструктивный запас, равный 0,4 м.

Высота ветрового нагона волны:

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

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

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 30 м/с равный  $3 \cdot 10^{-6}$ ;

$L$  – длина разгона волны;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной.

Средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{398 - 361,23}{2} = 18,4 \text{ м}, \quad (6.4)$$

где  $\nabla_{НПУ}$  – отметка НПУ;

$\nabla$ дна – отметка сухого дна.

$$\Delta h_{\text{set}} = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 740}{9,81 \cdot (18,4)} \cdot \cos 0^\circ = 0,0111 \text{ м.}$$

Высота наката волн на напорной грани:

Определение безразмерных величин  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V}$ :

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 740}{30^2} = 8,066; \quad (6.5)$$

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

где  $t$  – период действия ветра, принимается равным 21600 с (6 ч.).

По графику определяются величины  $\frac{g \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \bar{T}}{V_w}$  для полученных значений  $\frac{gL}{V^2}$  и  $\frac{gt}{V}$  по верхней огибающей кривой.

Для  $\frac{gL}{V^2} = 8,066$ : параметры  $\frac{g \bar{T}}{V_w} = 0,75$  и  $\frac{g \bar{h}}{V_w} = 0,0054$ . Для  $\frac{gt}{V} = 7063,2$ : параметры  $\frac{g \bar{T}}{V_w} = 2,1$  и  $\frac{g \bar{h}}{V_w} = 0,028$ .

Принимаются наименьшие значения  $\frac{g \bar{T}}{V_w} = 0,75$  и  $\frac{g \bar{h}}{V_w} = 0,0054$  и определяются параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0054 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0054 \cdot 30^2}{9,81} = 0,495 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{0,75 \cdot v}{g} = \frac{0,75 \cdot 30}{9,81} = 2,29 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,29^2}{2 \cdot 3,14} = 8,22 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Условие глубоководности водохранилища:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d. \quad (6.10)$$

$18,4 > 4,11$  – условие выполнено, водохранилище глубоководно.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h}, \quad (6.11)$$

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

$$h_{1\%} = 2,22 \cdot 0,495 = 1,1 \text{ м.}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 1,1 + 0,011 + 0,4 = 1,51 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla \text{ГБП} = 398 + 1,51 = 399,51 \text{ м.}$$

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход для основного расчетного случая должен пропускаться через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{GA} = 775,2 - 1 \cdot 100 = 675,2 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $Q_{max}$  - расчетный максимальный расход;

$n$  – количество гидроагрегатов;

$Q_{GA}$  – расход через один гидроагрегат.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{675,2}{62,06} = 10,88 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $q_B$  – удельный расход на водосливе, вычисляемый по формуле (6.14).

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 49,65 = 62,06 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме, вычисляемый по формуле (6.15).  
Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 9,93 = 49,65 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где  $h_{HB}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{HB} = f(Q)$  при  $Q_{osn,max}$ ;

$[v_h]$  – не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть равна целому числу.  
Принимается количество пролётов  $n = 2$  при ширине пролёта  $b = 5,5 \text{ м}$ .

Таким образом ширина водосливного фронта:

$$B = b \cdot n = 5,5 \cdot 2 = 11 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $b$  – ширина пролёта, м;  
 $n$  – количество пролётов.

Толщина быка:

$$\delta_b = (0,1 \div 0,13) \cdot b + (0,5 \div 2), \text{ м}; \quad (6.17)$$

$$\delta_b = (0,1 \div 0,13) \cdot 5,5 + (0,5 \div 2) = (0,55 \div 0,715) + (0,5 \div 2), \text{ м.}$$

Выбираем бык с  $\delta_b = 2,7 \text{ м}$ .

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_b = 5,5 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 2,7 = 13,7. \quad (6.18)$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{675,2}{0,49 \cdot 11 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,28 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля;  
 $B$  – ширина водосливного фронта без учёта быков.

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_\pi \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma_\pi$  – коэффициент подтопления, равный 1;  
 $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяемый по формуле (6.21).

$$H_{02} = \left( \frac{675,2}{0,49 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 11 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,72 \text{ м.}$$

Коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.21)$$

где  $n$  – число пролётов;  
 $\xi_y$  – коэффициент формы боковых устоев, равный 0,7;  
 $\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. величины  $a$ , и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,28}{5,5} = 0,8.$$

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $\vartheta_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot \vartheta_0^2}{2 \cdot g} = 10,72 - \frac{1,1 \cdot 1,34^2}{2 \cdot 9,81} = 10,62 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса;  
 $\vartheta_0$  – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле (6.23).

Скорость потока на подходе к плотине:

$$\vartheta_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n - 1)\delta_B)}, \quad (6.23)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка (формула 6.17).

$$\vartheta_0 = \frac{675,2}{(398 - 361,2) \cdot (11 + (2 - 1) \cdot 2,7)} = 1,34 \text{ м/с.}$$

Определяется ближайшее стандартное значение напора в соответствии с техническим регламентом:  $H_{ct} = 16$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\Gamma B = \nabla HPU - H_{ct} = 398 - 10 = 388 \text{ м.} \quad (6.24)$$

По отметке гребня водослива и величине стандартного напора вычисляется отметка верха быка:

$$\nabla\Gamma B = \nabla\Gamma B + 1,6 \cdot H_{ct} = 388 + 1,6 \cdot 10 = 404 \text{ м.} \quad (6.25)$$

### 6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицерова, координаты которого приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты оголовка водосливного профиля

x	y	x	y	x	y
0,0	0,126	1,4	0,564	2,8	2,462
0,1	0,036	1,5	0,661	2,9	2,640
0,2	0,007	1,6	0,764	3,0	2,824
0,3	0,000	1,7	0,873	3,1	3,013
0,4	0,006	1,8	0,987	3,2	3,207
0,5	0,027	1,9	1,108	3,3	3,405
0,6	0,060	2,0	1,235	3,4	3,609
0,7	0,100	2,1	1,369	3,5	3,818
0,8	0,146	2,2	1,508	3,6	4,031
0,9	0,198	2,3	1,653	3,7	4,249
1,0	0,256	2,4	1,809	3,8	4,471
1,1	0,321	2,5	1,960	3,9	4,698
1,2	0,394	2,6	2,122	4,0	4,938
1,3	0,475	2,7	2,289		

Оголовок водосливного профиля представлен на рисунке 6.1.

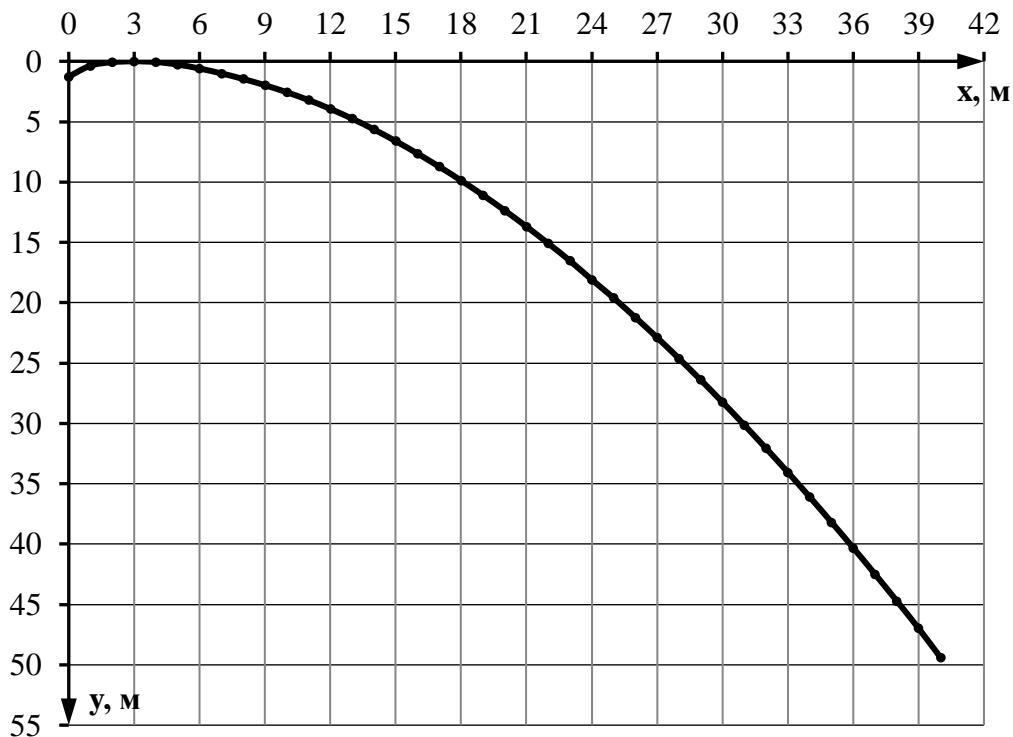


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливного профиля

#### 6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения сразу за водосливом в так называемом сжатом сечении. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 g}}; \quad (6.26)$$

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 675,2^2}{(11 + (2-1) \cdot 2,7)^2 \cdot 9,81}} = 6,48 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 398 - 361,23 = 36,77 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{36,77}{6,48} = 5,68. \quad (6.28)$$

По графику М. Д. Чертусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определяются  $\xi_c = 0,34$  и  $\xi_c'' = 2,35$ .

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,34 \cdot 6,48 = 2,2 \text{ м}; \quad (6.29)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,35 \cdot 6,48 = 15,22 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Так как  $h_c'' = 15,22 \text{ м} > h_{H6} = 9,93$ , следовательно, прыжок отогнанный. Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применяется гашение избыточной энергии с помощью водобойного колодца.

### 6.2.5 Расчет водобойного колодца

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

Первоначально, глубину колодца определяется по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{H6} + Z'), \quad (6.31)$$

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

$Z'$  – перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ , определяется по формуле:

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{H6}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.32)$$

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

$$Z' = \frac{49,23^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 9,93^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 15,22^2} \right) = 1,28 \text{ м},$$

$$\text{где } q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta} = \frac{675,2}{11 + (2-1) \cdot 2,7} = 49,23 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 15,22 - (9,93 + 1,28) = 5,54 \text{ м.}$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$T_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 398 + 361,23 + 5,54 = 42,31 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Вычисляем новое значение относительной удельной энергии сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{42,31}{6,48} = 6,53 \text{ м.} \quad (6.34)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0}$  определяется  $\xi_c = 0,32$  и  $\xi_c^{\sim} = 2,4$ .

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,32 \cdot 6,48 = 2,07 \text{ м; } \quad (6.35)$$

$$h''_c = \xi_c^{\sim} \cdot h_{kp} = 2,4 \cdot 6,48 = 15,55 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Отсюда перепад:

$$Z' = \frac{49,23^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 9,93^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 15,55^2} \right) = 1,31 \text{ м;}$$

$$d = 1,1 \cdot 15,55 - (9,93 + 1,305) = 5,866 \text{ м.}$$

Так как разница между глубинами колодца составляет около 1%, то принимается  $d = 5,866$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 361,23 - 5,866 = 355,36 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя вычисляется по формуле:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пп.}} \quad (6.38)$$

Длина гидравлического прыжка вычисляется по формуле:

$$l_{\text{пп}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,55 - 2,07) = 68,66 \text{ м; } \quad (6.39)$$

$$l_{\text{в}} = 0,75 \cdot l_{\text{пп}} = 0,75 \cdot 68,662 = 51,5 \text{ м.}$$

Для рисбермы учитываем, что:  $l_{\text{в}} = l_{\text{р.}}$

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу(рисунок 6.2).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

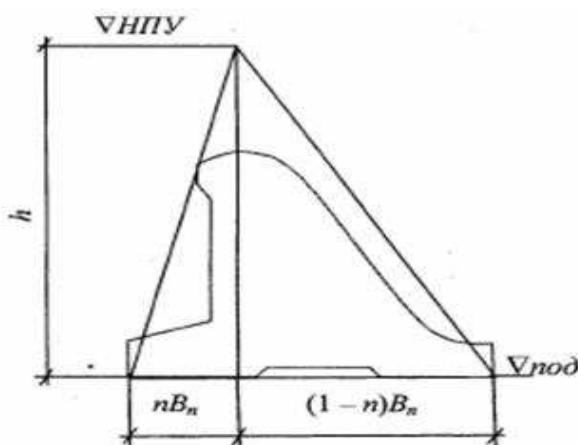


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.40)$$

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

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

Высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 398 - 350,39 = 47,6 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $\nabla_{\text{под}}$  – отметка подошвы, вычисляемая по формуле (6.41).

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} = 361,23 - 5,866 - 4,976 = 350,39 \text{ м.} \quad (6.42)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{tg\varphi(\frac{\rho_0}{\rho_w} + n - \alpha_1)}, \quad (6.43)$$

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

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

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

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

$n$	$B'_{\text{п}}$	$B''_{\text{п}}$
0,1	34,18	48,58
0,15	34,52	47,45
0,2	34,91	46,38
0,25	35,37	45,35
0,3	35,89	44,36
0,35	36,49	43,42
0,4	37,18	42,51
0,45	37,97	41,64
0,5	38,88	40,81
0,55	39,92	40,01
0,6	41,13	39,24
0,65	42,54	38,50
0,7	44,21	37,79
0,75	46,19	37,10
0,8	48,59	36,44
0,85	51,57	35,80

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины, она представлена на рисунке 6.3.

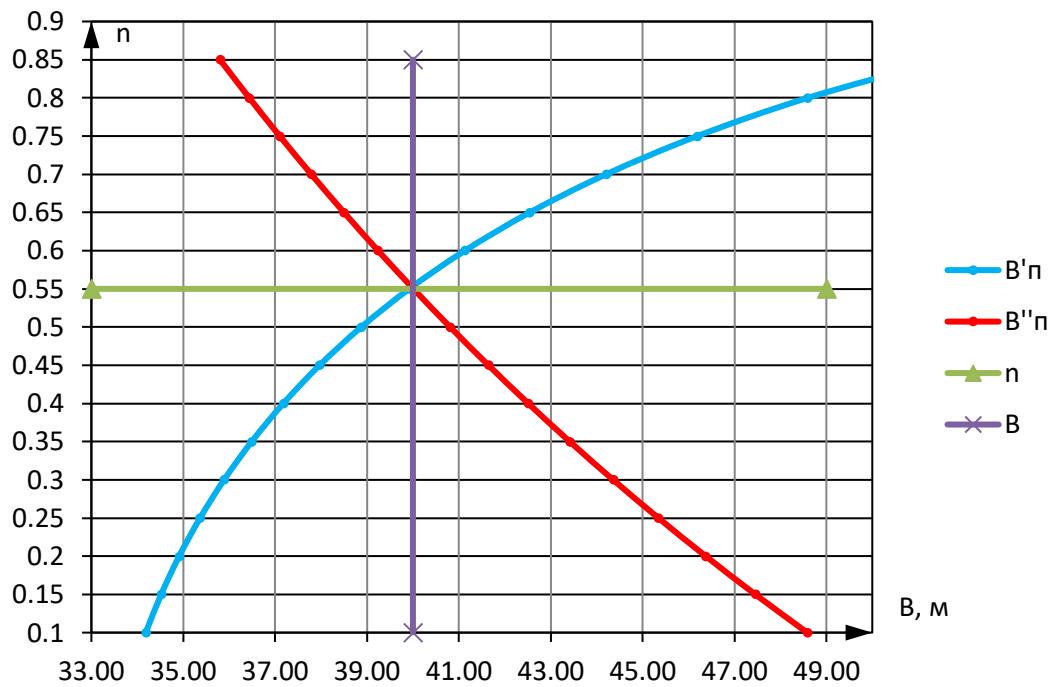


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Точка пересечения кривых:  $n = 0,55$  и  $B_{\text{пп}} = 40 \text{ м}$ .

### 6.3.2 Разрезка плотины швами

Разрезку водосливной плотины осуществляют по быкам.

Ширина секции составляет:

$$b + \delta_b = 5,5 + 2,7 = 8,2 \text{ м.} \quad (6.44)$$

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

### 6.3.3 Быки

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

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем по формуле 6.17:  $\delta_b = 2,7 \text{ м}$ .

Минимальная толщина между пазами 0,8 м;

Ширина паза ремонтного затвора  $a = 0,5 \text{ м}$ ;

Длина паза ремонтного затвора  $c = 0,5 \text{ м}$ ;

Длина паза рабочего затвора  $m = 2 \text{ м}$ ;

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

Толщина разрезного быка между пазами  $d_0 = 1 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой, для разделения водных потоков, попадающих в НБ через гидроагрегаты и водосливную плотину.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных дрен, имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 10 см; расстояние между осями дрен - 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{dr}$ , а также до верховой грани продольной галереи при соблюдении условия:

$$a_{dr} \geq \frac{H_d \cdot \varphi_n}{I_{cr,m}}, \quad (6.45)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением, вычисляемый по формуле (6.40);

$\varphi_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{cr,m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины, равный 25.

Напор над расчетным сечением:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 398 - 363 = 35 \text{ м}; \quad (6.46)$$

$$\frac{H_d \varphi_n}{I_{cr,m}} = \frac{35 \cdot 1,15}{25} = 1,61 \text{ м.}$$

Согласно выражению (6.45), принимается  $a_{dr} = 2 \text{ м}$ .

### 6.3.6 Расчет фильтрации в основании бетонной плотины

Для определения основных размеров элементов подземного контура необходимо произвести расчет фильтрации под плотиной. В соответствии с СП «Плотины бетонные и железобетонные» отношение  $\frac{H_{as}}{H_d}$  для плотин III-го класса равно 0,3, тогда напор, действующий на цементационную завесу, равен:

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 35 = 10,5 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением, (формула 6.48).

Напор над расчетным сечением:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 398 - 363 = 35 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Напор, действующий на дренаж:

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 35 = 1,75 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Схематично вид эпюры фильтрационного давления с указанием  $H_{as}$  и  $H_{dr}$  изображены на рисунке 6.4.

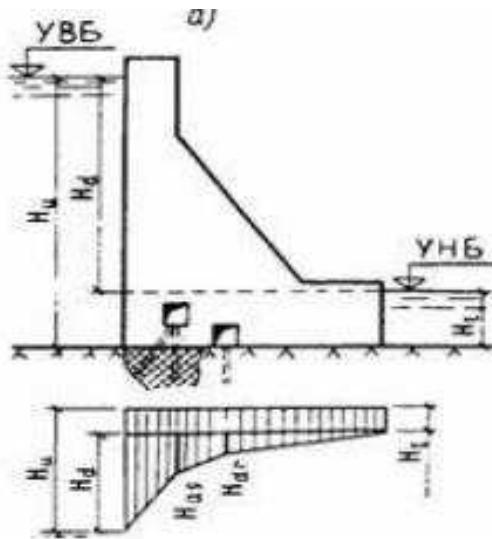


Рисунок 6.4 – Эпюры фильтрационного давления

### 6.3.7 Расчет цементационной завесы

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot J_n}{J_{cr.m}} = \frac{24,5 \cdot 1,15}{15} = 2,45 \text{ м,} \quad (6.50)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, (формула 6.51);

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора на завесе для скального грунта.

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 35 - 10,5 = 24,5 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,65 \cdot 35 = 22,8 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{пп}} = 0,1 \cdot 40 = 4 \text{ м.} \quad (6.53)$$

### 6.3.8 Расчет дренажного устройства в основании

В скальном грунте дренаж выполняется в виде вертикальной скважины диаметром  $d$  равным 0,3 м. Через неё вода отводится в дренажную галерею. Глубина скважины принимается равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 22,8 = 13,65 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Расстояние между осями дренажной и цементационной скважин принимается равным 2,5 м.

### 6.3.9 Галереи в теле плотины

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

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники (3,5x4) м.

## 6.4 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.4.1 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{749,89 \cdot 5,5 \cdot 24}{5,5 + 2,7} = 12049,34 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \quad (6.55)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь плотины, вычисленная с помощью программы «AutoCAD»;  
 $b$  – ширина пролета водосливной плотины;  
 $\rho_b$  – плотность бетона;  
 $\delta_b$  – толщина быка.

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное с помощью программы «AutoCAD» – 7,19 м.

Вес одного погонного метра быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{902 \cdot 2,7 \cdot 24}{5,5 + 2,7} = 7154,51 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.56)$$

где  $S_6$  – площадь быка, вычисленная с помощью программы «AutoCAD».

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное с помощью программы «AutoCAD» – 10,92 м.

Площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{\text{ПУ}} - \nabla\Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (11 + 0,5) \cdot 5,5 = 63,25 \text{ м}^2. \quad (6.57)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 63,25 \cdot \sqrt{63,25} \cdot 9,81 = 271,41 \text{ кН}. \quad (6.58)$$

Вес затвора, приведённый к одному погонному метру длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{271,408}{5,5 + 2,7} = 33,038 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.59)$$

где  $Q_3$  – вес плоского затвора, формула (6.58).

Плечо относительно сечения, проходящего через середину подошвы, вычисленное с помощью программы «AutoCAD» – 19,13 м.

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 48^2}{2} = 11119,3 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.60)$$

где  $Q_3$  – плотность воды;

$h_1$  – действующий напор со стороны верхнего бьефа, формула (6.61).

Действующий напор со стороны верхнего бьефа:

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 398 - 350 = 48 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Плечо силы гидростатического давления со стороны ВБ относительно подошвы, вычисленное с помощью программы «AutoCAD» – 16 м.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_h = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 13^2}{2} = 828,95 \frac{\text{kH}}{\text{m}}, \quad (6.62)$$

где  $h_2$  – действующий напор со стороны нижнего бьефа, формула (6.63).  
Действующий напор со стороны нижнего бьефа:

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{под}} = 363 - 350 = 13 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Плечо горизонтальной составляющей силы гидростатического давления со стороны НБ относительно подошвы, вычисленное с помощью программы «AutoCAD» – 4,33 м.

#### 6.4.3 Сила взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{B}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 520 = 5200 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.64)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{B}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная с помощью программы «AutoCAD».

Плечо силы взвешивающего давления относительно сечения, проходящего через середину подошвы 0 м.

#### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, вычислена в ПК «AutoCAD» равна  $S_{\text{эп}}^{\phi} = 3259,6 \text{ м}^2$ . Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1763,623 = 13015,54 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.65)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\phi}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, определена с помощью программы «AutoCAD».

Плечо силы фильтрационного давления 7,38 м.

#### 6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.66)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $10 \text{ kH/m}^3$ ;  
 $h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, 3 м;  
 $\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов,  $20^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов на один погонный метр:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \frac{\text{kH}}{\text{m}}. \quad (6.67)$$

Плечо равнодействующей давления наносов относительно подошвы 12,3 м.

Давление грунта:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.68)$$

где  $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $35^\circ$ .

$$p'_{\text{гр}} = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = 8,1 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 17,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3}, \quad (6.69)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес скального основания,  $\gamma_{\text{гр}} = 25 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3}$ ;  
 $n_0$  – пористость сухого грунта;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды,  $10 \text{ kH/m}^3$ .

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов и вес грунта:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.70)$$

где  $h_{\text{гр}}$  – толщина слоя скалы,  $h_{\text{гр}} = 3 \text{ м}$ .

$$p''_{\text{гр}} = (10 \cdot 3 + 17,5 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = 22,275 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на один погонный метр длины плотины:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{тр}} + p''_{\text{тр}}}{2} \cdot h_{\text{тр}} = \frac{8,1 + 22,275}{2} \cdot 3 = 45,563 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.71)$$

#### 6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.72)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1 %-ной обеспеченности, (формула 6.11);  
 $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны, (формула 6.9).

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,1^2}{8,22} = 0,462 \text{ м.} \quad (6.73)$$

По формуле (6.72) найдём равнодействующую волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,1 \cdot \left( \frac{8,22}{3,14} + \frac{0,462}{2} \right) = 15,364 \text{ кН/м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{8,22}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,1 = 0,896 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Плечо волнового давления относительно подошвы 45,53 м.

#### 6.5 Оценка прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы «AutoCAD».

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

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок на плотину

№ силы	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	Tв	1	→	11119,28	16	177908,54
2	Tн	1	←	828,945	4,33	3589,33
3	Tп	1	↓	988,747	13,87	13713,920
4	Gб	0,95	↓	6796,79	10,92	74220,91
5	Gпл	0,95	↓	11446,88	7,19	82303,03
6	Wвзв	1	↑	5101	0	0,00
7	Wф	1	↑	1763,623	7,38	13015,54
8	Eн	1,2	→	26,46	12,3	325,46
9	Eав	1,2	→	54,675	4,77	260,80
10	Wволн	1	←	15,36	45,53	699,54
11	qз	0,9	↓	29,73	19,13	568,82

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

Для верховой грани:

Краевые напряжения для верховой грани. Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.75)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;  
 $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{11408,6}{40} + \frac{6 \cdot 33997}{40^2} = -120,34 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.76)$$

$$\sigma_x^u = -120,34 \cdot 0 - 10 \cdot 47,612 \cdot (1 - 0) = -476,12 \text{ кПа,}$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^u$  – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 398 - 350,4 = 47,6 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа.} \quad (6.78)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2; \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^u = -120,34 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 47,612 \cdot 0 = -120,34 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 47,612 = -476,12 \text{ кПа.} \quad (6.80)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{11408,6}{40} - \frac{6 \cdot 33997}{40^2} = -989,63 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.81)$$

$$\sigma_x^t = -989,63 \cdot 0,73^2 - 10 \cdot 13 \cdot (1 - 0,73^2) = -588,097 \text{ кПа,}$$

где  $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 54^\circ = 0,73$ ;

$\alpha_2 = 54^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.82)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 13 - 989,63) \cdot 0,73 = 627,53 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

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

$$\sigma_3^t = -989,63 \cdot (1 + 0,73^2) + 10 \cdot 13 \cdot 0,73^2 = -1447,73 \text{ кПа.}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения (формула 6.80):

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 13 = -130,0 \text{ кПа.}$$

Краевые напряжения, действующие на плотину, сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	напорная грань	низовая грань
$\sigma_y$ , кПа	-120,34	-989,63
$\sigma_x$ , кПа	-476,12	-588,097
$\tau_{xy}$ , кПа	0	627,5299
$\sigma_1$ , кПа	-120,34	-130
$\sigma_3$ , кПа	-476,12	-1447,73

## 6.6 Критерии прочности плотины и её основания

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

- 1) Во всех точках плотины:

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

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

$\gamma_{lc} = 1,00$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

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

По формуле :

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 1447,73}{0,9} = 2423,44 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

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

Таким образом:

$$2800 \text{ кН/m}^2 \geq 2423,44 \text{ кН/m}^2.$$

Условие выполнено.

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

$$\sigma_y^u < 0;$$

$\sigma_y^u = 989,63 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполнено.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u;$$

$$120,34 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 47,6;$$

$$120,34 \text{ кН/м}^2 \geq 119,03 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

## 6.7 Обоснование устойчивости плотины

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = N \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot B; \quad (6.85)$$

$$R = 11408,6 \cdot 0,73 + 100 \cdot 40 = 12660,449 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для гранита,  $54^\circ$ ;

$c$  – сцепление для гранита,  $100$ ,  $\text{kH/m}^2$ ;

$B$  – ширина подошвы плотины.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}}; \quad (6.86)$$

$$F = 11119,3 - 828,945 + 15,36 + 22,05 = 10327,753 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.87)$$

$$\frac{12660,449 \cdot 0,95}{10327,753 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$1,165 \geq 1,15$ , от сюда следует, что условие выполняется.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

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

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

### **7.2 Пожарная безопасность**

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

управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

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

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

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

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;

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.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Сулакской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### **7.3 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического

оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Сулакской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и 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 правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Сулакской гидроэлектростанции будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Сулакской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

## **7.4 Охрана окружающей среды**

### **7.4.1 Основные мероприятия по охране окружающей среды**

При проектировании водохранилища предусматриваются мероприятия по предупреждению и устраниению возможного загрязнения окружающей среды, влияния на здоровье населения, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Обязательным условием современного промышленного проектирования является внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже. Мероприятия по охране водных ресурсов от загрязнения включают санитарную подготовку территории водохранилища к затоплению и полную очистку зоны затопления от древесно-кустарниковой растительности. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы Санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий.

Для сохранения природного ландшафта предполагается рекультивация карьеров и земель, отводимых под промышленные площадки и автодороги, отвалы и резервы грунта. При рекультивации проводится срезка и выравнивание откосов выработок, планировка, укладка почвенно-растительного слоя и посадка саженцев деревьев.

При образовании мелководий и возможном заболачивании территорий вблизи населенных пунктов, вызывающих ухудшение санитарных условий проживания населения, будут предусмотрены мероприятия по их предотвращению.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, вынос зданий и сооружений за пределы возможной берегопереработки, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий и биотопов, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

В связи с неблагоприятными условиями для естественного воспроизводства в водохранилище ценных промысловых рыб, основное пополнение их намечается за счет мероприятий по искусственному рыбоводству.

При эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она соответствует первоначальным природным свойствам и она может использоваться для водоснабжения населенных пунктов.

Создание Сулакского водохранилища не приведет к коренной перестройке климатических условий района строительства.

#### **7.4.2 Воздействия на природную среду в строительный период**

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируются с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устраниены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скользьных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на некультивированные территории. Необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

## **8 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	74	74	74	74	74
Число часов использования установленной мощности	Часы	4313	4313	4313	4313	4313
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	319160	319160	319160	319160	319160
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	3191,6	3191,6	3191,6	3191,6	3191,6
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	315968	315968	315968	315968	315968
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1483	1525	1565	1604	1642
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	468,58	481,85	494,49	506,81	518,82
НДС к выручке от реализации электроэнергии	млн.руб	78,10	80,31	82,42	84,47	86,47

Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и выручка от реализации электроэнергии, из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

#### **8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной

мощности. Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,34	18,9
Прочие	274,15	20,29
Итого		39,18

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25 лет	0,30
Свыше 25 лет	0,40

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,45 тыс.руб./МВт	10,02
НП АТС	0,0022 тыс.руб./МВт·ч	0,70
ЦФР	0,000637 тыс.руб./МВт·ч	0,20
Итого		10,93

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Сулак составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	22,50	23,74	23,74	23,73	23,72
Расходы на страхование, млн.руб.	11,61	12,01	12,01	12,01	12,01
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,45	1,50	1,50	1,50	1,50
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	10,93	10,93	10,93	10,93	10,93
Налог на воду, млн.руб.	4,22	4,60	4,60	4,60	4,60
Итого, млн.руб.	89,90	91,96	91,96	91,95	91,94

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Каждый показатель увеличивается с течением времени, а итоговая стоимость текущих затрат на пятом году увеличилась примерно на 35%.

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

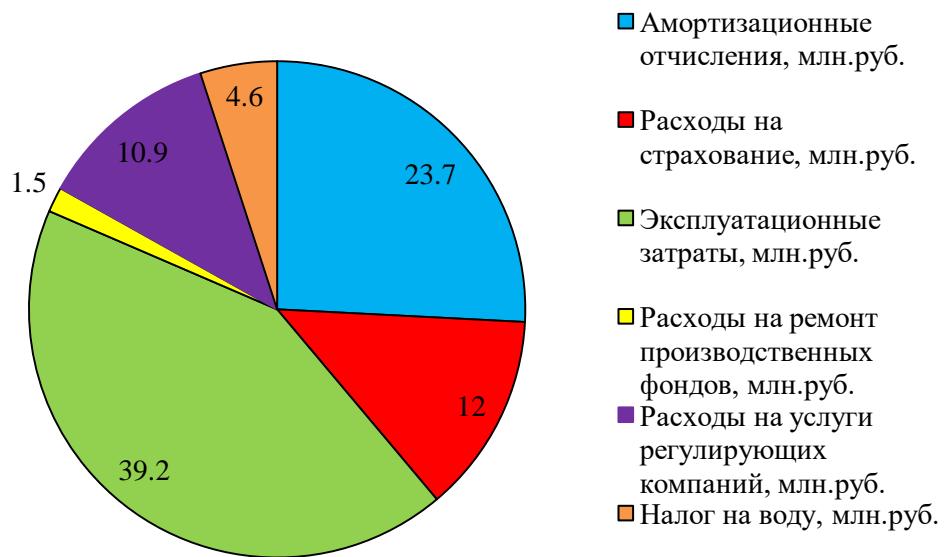


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%;

- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	127,98	154,03	158,69	163,16	167,53
НДС, млн.руб.	-	64,51	170,64	175,01	179,27
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Налог на имущество, млн.руб.	25,61	27,22	26,02	25,49	24,97
Итого, млн.руб.	154,19	246,36	355,95	364,26	372,37

Большую часть налоговых расходов составляют НДС и налог на прибыль. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разница между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	677,6	624,5	574,3	527,8	484,4
Текущие расходы, млн.руб.	790,6	792,6	792,6	792,6	792,6
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	805,4	828,5	850,4	872,2	893,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	751,6	772,9	795,4	817,7	839,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	139,4	154,9	159,1	163,6	167,9
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	612,2	618,3	636,3	654,2	671,6
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 8.2:

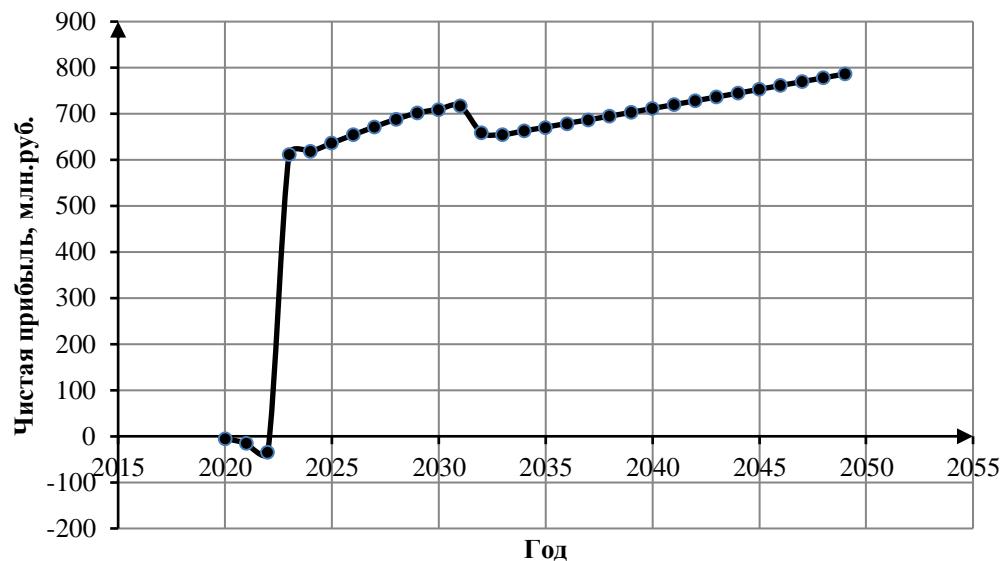


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

На рисунке 8.3 представлен график Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

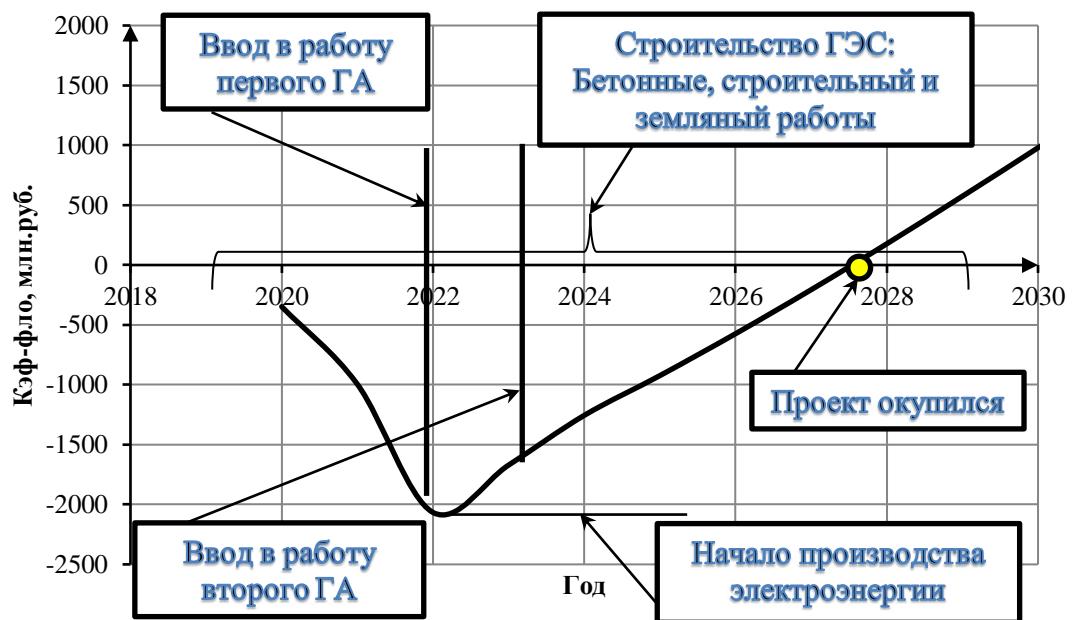


Рисунок 8.3 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

### **8.3.1 Коммерческая эффективность**

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

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта Сулакской ГЭС на реке Сулак

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	149
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	1631,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,95
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	19,84
Себестоимость эл.энергии, руб./кВт·ч	0,89
Удельные капиталовложения, руб./кВт	68936,5

На основании данных можно считать, что этот проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проекта менее 15 лет, станция имеет среднюю себестоимость электроэнергии (0,89 руб.), а так же сравнительно небольшие кап.вложения (68936,5 руб./кВт).

### **8.3.2 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

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млрд.руб.	132,20	223,14	333,93	342,77	351,40
В региональный бюджет, млрд.руб.	25,61	27,22	26,02	25,49	24,97
Итого налоговых поступлений, млрд.руб.	157,81	250,36	359,95	368,26	376,37

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## **8.4 Анализ чувствительности**

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- а) ставки налогов;
- б) цены сбыта;
- в) ставки дисконтирования;
- г) объема инвестиций.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизно.

На рисунке 8.4 представлено изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки налогов.

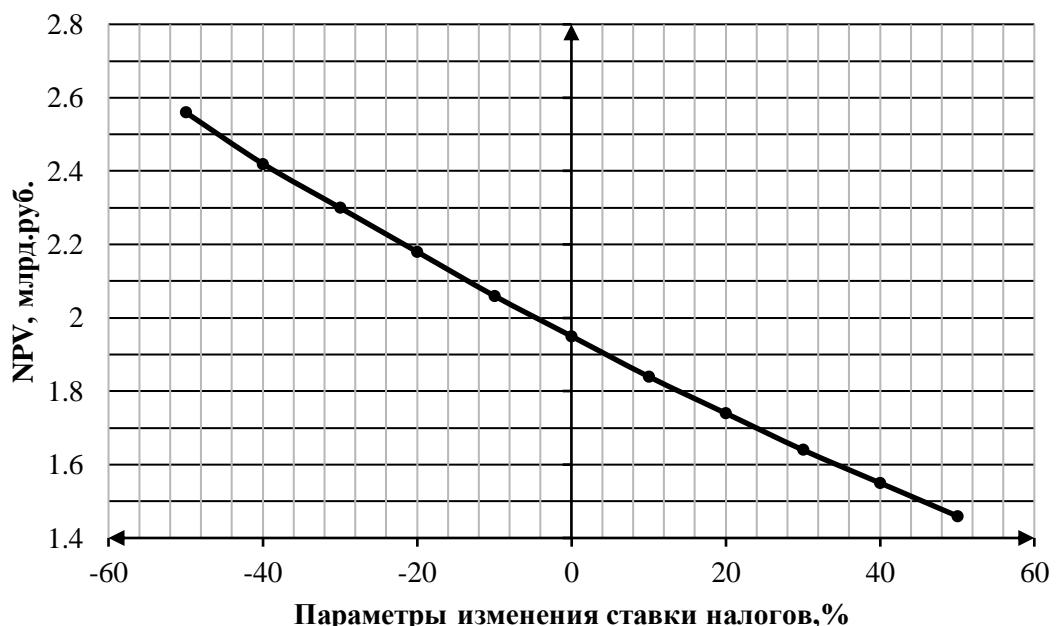


Рисунок 8.4 - Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки налогов

По данному графику видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении - наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

На рисунке 8.5 представлено изменение величины NPV в зависимости от изменения цены сбыта.

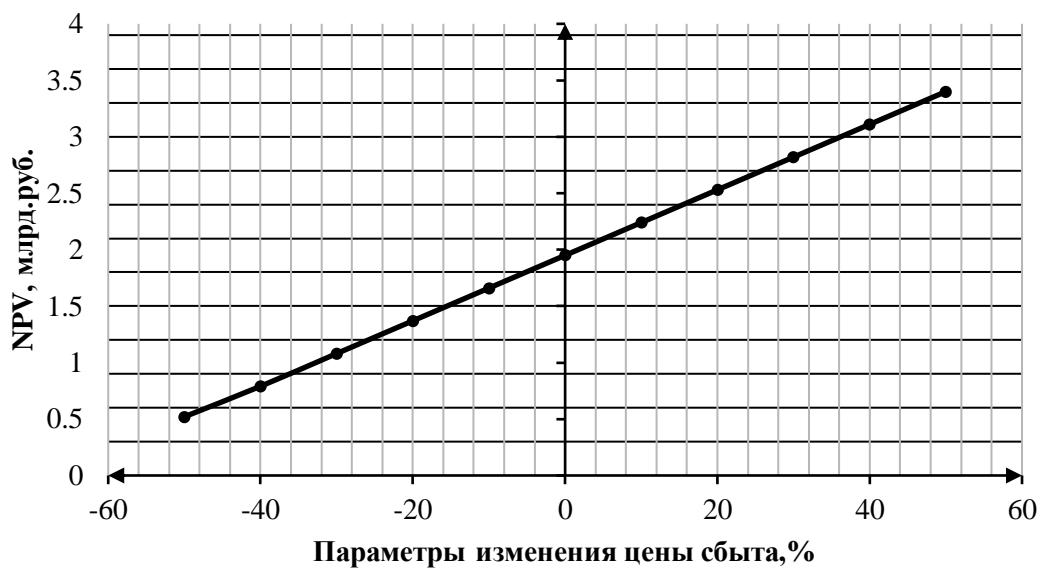


Рисунок 8.5 - Сумма величины NPV в зависимости от изменения цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

На рисунке 8.6 представлено изменение суммы величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

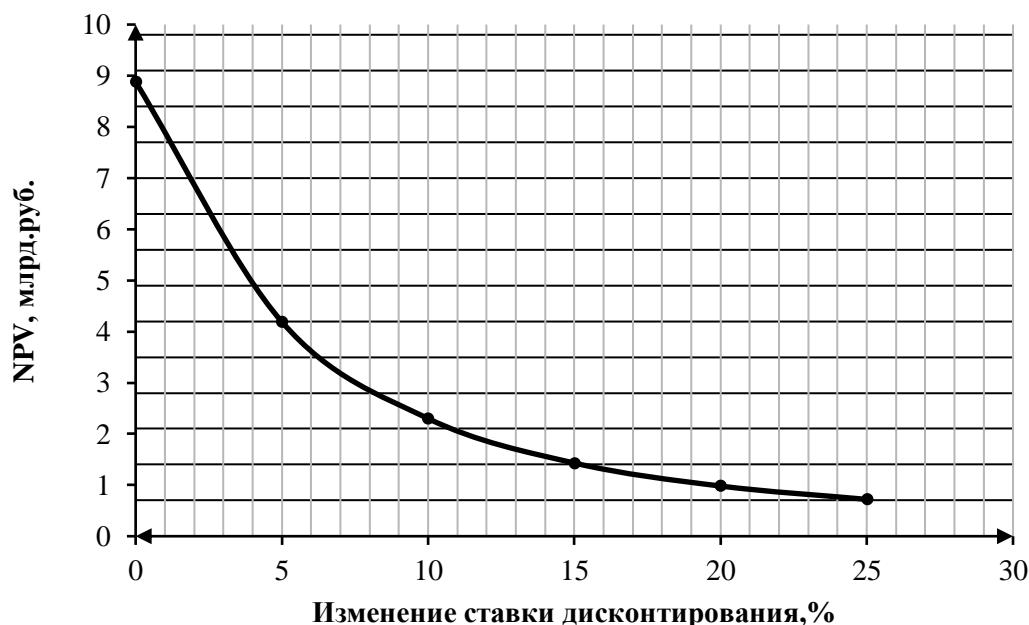


Рисунок 8.6 - Сумма величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины

П1.

На рисунке 8.7 представлено изменение величины NPV в зависимости от объема инвестиций.

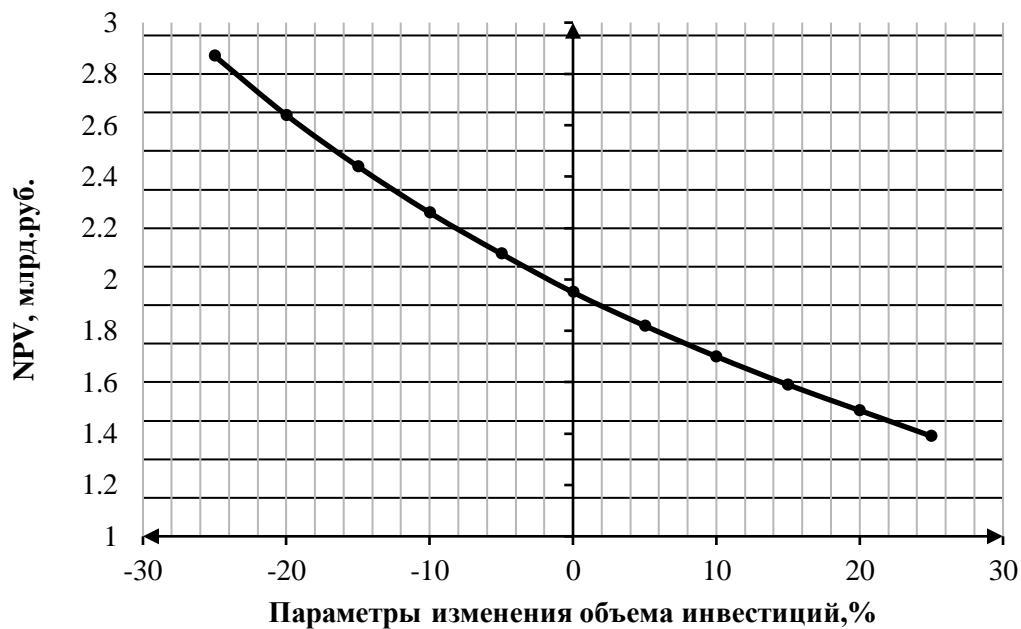


Рисунок 8.7 – Сумма величины NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

По данному графику можно сделать вывод, что индекс прибыльности имеет обратную зависимость от объёма инвестиций. Чем больше инвестиций привлекается в проект, тем меньше индекс прибыльности.

## **9. Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии**

Аккумуляторная батарея служит источником постоянного тока.

Максимально возможный полезный заряд аккумулятора называется зарядной ёмкостью, или просто емкостью. Емкость аккумулятора – это заряд, отдаваемый полностью заряженным аккумулятором при разряде до наименьшего допустимого напряжения. В системе СИ емкость аккумуляторов измеряют в кулонах.

Чаще всего аккумуляторы в батарее соединяются последовательно. Напряжение отдельного аккумулятора определяется материалом его электродов и составом электролита и не может быть изменено, а последовательное объединение нескольких аккумуляторов повышает выходное электрическое напряжение батареи

Параллельное объединение аккумуляторов в батарее увеличивает общую емкость батареи и снижает ее внутреннее сопротивление. Параллельное соединение требует усложнения внутренней электронной схемы управления, связанное с необходимостью раздельной зарядки каждого отдельного аккумулятора и их коммутацией, и в этой связи пока не нашло широкого распространения.

### **9.1 Свинцово-кислотные аккумуляторы**

Это тип аккумуляторов, получивший широкое распространение ввиду умеренной цены, неплохого ресурса (от 500 циклов и более), высокой удельной мощности.

Промышленностью выпускаются варианты обслуживаемых (заливание электролита, дистиллиированной воды, контроль плотности электролита, его замена) и не обслуживаемых в герметичном корпусе (исключается проливание электролита при изменений положения, переворачиваний) аккумуляторных батарей.

Обслуживаемые аккумуляторные батареи могут выпускаться сухозаряженными (без залитого электролита), что увеличивает их срок хранения и не требует периодического обслуживания при хранении, заливка производится перед вводом в эксплуатацию.

Принцип работы представлен на рисунке 9.1.

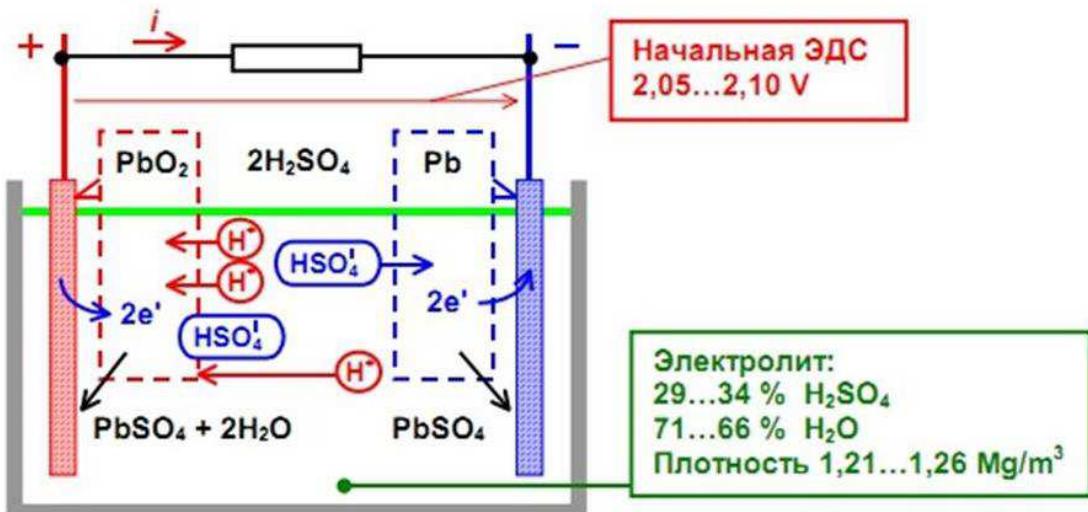


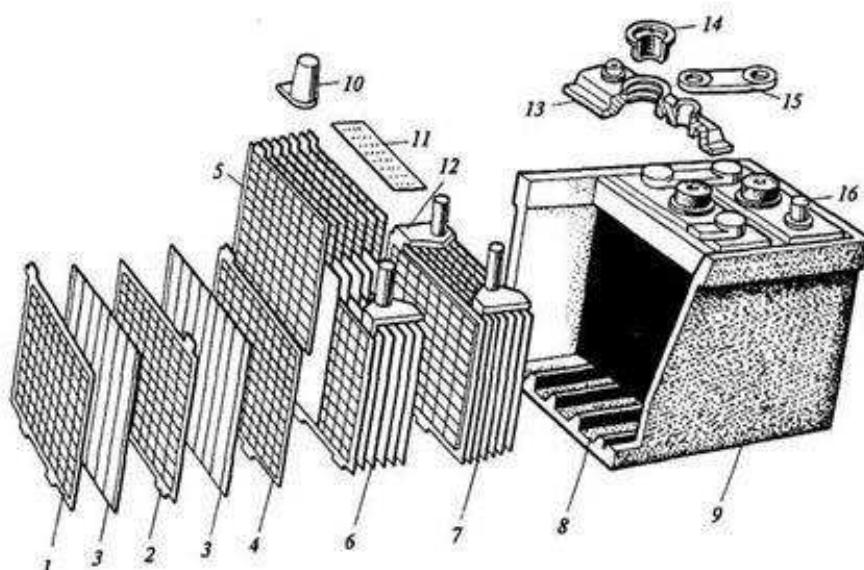
Рисунок 9.1 – Принцип работы свинцово-кислотного аккумулятора

Работают на реакции диоксида свинца и свинца, которая происходит в растворе серной кислоты. Когда к электродам подключаются потребители энергии, стартует химическая реакция. Оксид свинца вступает в реакцию с серной кислотой, а свинец окисляется до сульфата свинца. Вообще, в аккумуляторе происходит шесть десятков разных химических реакций, но важны только две. Когда происходит разрядка аккумулятора, диоксид свинца восстанавливается на катоде, а на аноде происходит окисление свинца. Когда аккумулятор заряжают, происходит обратная реакция.

При разрядке, происходит расход раствора серной кислоты, из которого выделяется вода (так как она легче), а плотность электролита, соответственно, снижается (при зарядке опять же происходит обратный процесс). При этом кислород и водород могут выделяться из электролита в виде пузырьков, что называют «кипением» (в конце заряда это может возникать). Это нежелательное явление, при заряде его следует по возможности избегать, так как при этом вода необратимо расходуется, нарастает плотность электролита и есть риск взрыва образующихся газов. Поэтому большинство зарядных устройств снижает зарядный ток при повышении напряжения аккумулятора.

Потери воды можно компенсировать доливкой новой (используют исключительно дистиллированную воду без каких-либо примесей), а при заряде снижают зарядный ток (если в самом аккумуляторе повышается напряжение). Не у всех свинцово-кислотных аккумуляторов предусмотрена возможность доливки воды, что делает их по сути расходным устройством, так как компенсировать потери (которые будут в любом случае) невозможно.

Устройство представлено на рисунке 9.2.



**Схема устройства стартерной аккумуляторной батареи:**

1 — электрод отрицательный крайний; 2 — электрод положительный; 3 — сепаратор; 4 — электрод отрицательный; 5 — полублок электродов отрицательных; 6 — полублок электродов положительных; 7 — блок электродов; 8 — опорная призма; 9 — моноблок; 10 — борн; 11 — щиток предохранительный; 12 — мостик; 13 — крышка аккумулятора; 14 — пробка вентиляционная; 15 — межэлементные соединения; 16 — полюсный вывод

**Рисунок 9.2 – Схема устройства аккумуляторной батареи**

Он состоит из:

- Электроды: решетки из свинца, в ячейках которых диоксид свинца;
- Разделительные пластины (которые не вступают в реакцию с кислотой);
- Электролит, в который погружены решетки;
- Корпус.

Также есть: сливное отверстие с заглушкой, отрицательный и положительный выводы, опорные элементы, крышка.

Концентрация серной кислоты в электролите влияет на электрическую проводимость. Получается так, что чем больше проводимость, тем меньше сопротивление, что влияет на процент потерь. Если аккумулятор предполагается использовать в условиях холодного климата, то концентрация серной кислоты будет выше. Это необходимо для того, чтобы предотвратить замерзание электролита и последующий разрыв аккумулятора.

Недостатки:

- Не должны храниться в разряженном состоянии;
- Большой вес и размер;
- Чувствительность к отрицательным температурам;
- Энергоемкость низкая (если брать соотношение с весом);
- Экологически опасны (из-за соединений свинца);
- Ограниченнное количество циклов разряда.

Преимущества:

- Очень низкий саморазряд, в этом смысле свинцовые аккумуляторы относятся к лидерам;
- Требуют минимального обслуживания;
- Могут производить большую токоотдачу в случае необходимости;
- Просты в производстве и, как следствие, дешевые.

## 9.2 Литий-ионные аккумуляторы (Li-ion)

Устройство представлено на рисунке 9.3.

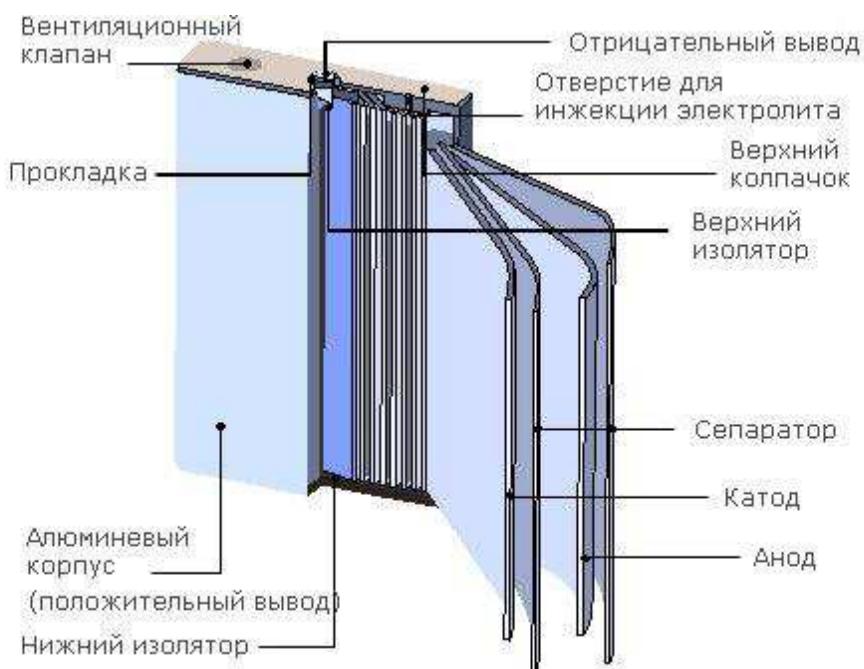
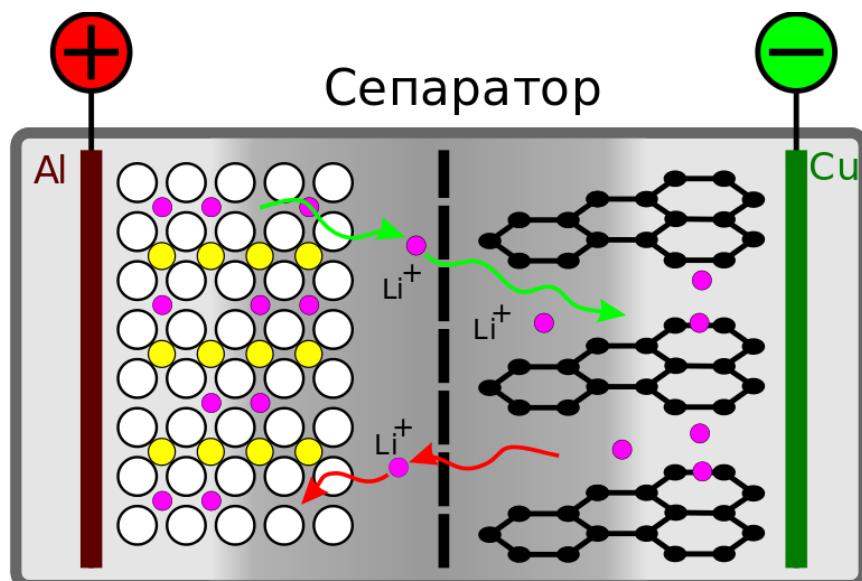


Рисунок 9.3 – Устройство литий-ионного аккумулятора

Это тип электрического аккумулятора, который широко распространён в современной бытовой электронной технике и находит своё применение в качестве источника энергии в электромобилях и накопителях энергии в энергетических системах. Это самый популярный тип аккумуляторов в таких устройствах как сотовые телефоны, ноутбуки, цифровые фотоаппараты, видеокамеры и электромобили. Li-ion относятся к самым распространенным.

Принцип работы:

Физический принцип работы литий-ионных аккумуляторов основан на способности ионов лития встраиваться в кристаллическую решётку другого материала, тем самым накапливая заряд на одном электроде, при разрядке они переходят обратно к другому электроду, отдавая электрон. На рисунке 9.4 представлен принцип работы.



### Пояснение:

- Углерод (графит)
- Кобальт (в соли)
- Литий
- Кислород (в соли)
- безводный электролит
- заряд
- ← разряд

Рисунок 9.4 – Принцип работы литий-ионного аккумулятора

На схеме можно посмотреть устройство литий-ионного аккумулятора. У него есть два типа электродов: катоды на алюминиевой фольге и аноды на медной, которые разделены пористым сепаратором, который, в свою очередь, пропитан электролитом.

Заряд переносит ион лития, которые может внедряться в кристаллические решетки иных материалов, образовывая химические связи.

Если говорить простым языком, то при подаче напряжения на электроды, ионы лития переходят из лицевого катода в угольный, что сопровождается химической реакцией, а при подаче нагрузки (то есть, при зарядке), происходит обратный процесс.

К сожалению, при зарядке отрицательный электрод восстанавливается не до конца, кроме того, продукты окисления постепенно скапливаются, поэтому Li-ion АКБ постепенно теряет свою емкость и сделать с этим ничего нельзя.

Часто взрывались литий-ионные аккумуляторы первого поколения, где анод был из лития. После циклов зарядки и разрядки на нем образовывались вещества, которые приводили к замыканию, которое и вызывало возгорание или взрыв. Материал анода заменили на графит и от этого недостатка избавились.

Преимущества:

- Очень высокая энергоплотность (соотношения количества мАч(емкость) и объема);

- Высокий ток при работе;
  - Нет необходимости в обслуживании;
  - Саморазряд очень низкий;
  - Готовность к эксплуатации в любой момент;
  - Возможность создавать аккумуляторы любых размеров и форм;
  - Диапазон рабочих температур очень широкий.
- Недостатки:
- Дорогие (относительно других АКБ);
  - При высоких температурах работа ухудшается, при низких снижается емкость, хотя диапазон все же широк;
  - Срок службы зависит от времени использования;
  - Опасность взрыва или возгорания;
  - Не самое большое количество циклов зарядки и разрядки;
  - Недопустимы механические повреждения;
  - Требуют строгого соблюдения правил зарядки и иных требований к эксплуатации.

#### Характеристики:

Характеристики могут зависеть от типа аккумулятора, химического состава его компонентов и варьироваться в определенных пределах.

- Энергоемкость: от 110 до 280 Втч/кг;
- Количество циклов заряда и разряда при емкости 80%: 600-700;
- Значение внутреннего сопротивления: от 4 до 15 мОм/Ач;
- Напряжение одного элемента: от 2,5 В до 4,2 В;
- Саморазряд: зависит от температуры и степени заряда. При 100% заряде и оптимальной температуре – около 1,5% в месяц;
- Скорость быстрой зарядки: около 60 минут.

В качестве катодных материалов сегодня используют разные соединения: литий-феррофосфат ( $\text{LiFePO}_4$ , LFP), литий-марганцевый, кобальт лития.

Характеристики электрохимических схем аккумуляторов представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Характеристики электрохимических схем аккумуляторов

Характеристики	Pb H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Литий-ионные
Плотность энергии, Вт·ч/кг	10÷35	90÷120
Удельная мощность, Вт/кг	180	1000÷1800
Количество циклов	200÷400	2000÷5000
Саморазряд, % в месяц	15÷35	2÷3
Максимальный постоянный ток	0.2C	до 4C
Температурный диапазон, °C	–20 ÷ +45	–60 ÷ +70
Цена, \$/кВт·ч	270	600÷1200
Особенности	Наиболее распространены	Самые современные

В таблице 9.2 представлены сравнительные характеристики катодных материалов для Li-ion аккумуляторов.

Таблица 9.2 - Сравнительные характеристики катодных материалов для Li-ion

Параметр/тип	LiCoO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>
Напряжение элемента, В	3.6	3.7	3.2
Оптимальная глубина разряда, %	85–90	85–90	85–90
Допустимая глубина разряда, %	100	100	100
Циклический ресурс, 80%	700–1000	1000–2000	1000–2000
Оптимальная температура, °C	+20...+30	+20...+30	+20...+30
Диапазон рабочих температур, °C	−10... +60	−10...+45	−10..+60
Срок службы лет, при +20°C	5–7	10	20–25
Саморазряд в мес., %	1–2	1–2	1–2
Максимальный ток разряда, mA/cm <sup>2</sup>	(0.7–1)C	(0.7–1)C	1C
Минимальное время заряда, ч	2–3	2–2.5	2–3
Требования к обслуживанию	нет	нет	нет
Уровень стоимости	высокий	средний	низкий

Теперь более подробно про LiFePO<sub>4</sub> аккумуляторы.

Они безопасны, обладают большой электроемкостью, практически не выделяют токсины, долговечны.

Данный тип аккумулятора активно применяется как буферный накопитель энергии в системах автономного электроснабжения с использованием ветрогенераторов и солнечных батарей, а также в складской технике (транспортировщики паллет, комплектовщики, буксировочные тягачи), водном транспорте и электромобилях.

Их основа – усовершенствованная технология Li-ion с измененным химическим составом: для анода используется лития феррофосфат вместо кобальтата лития.

LFP батареи состоят из электродов, плотно прижатых к пористому сепаратору с обеих сторон. Для питания устройств и катод, и анод подключаются к токосъемникам. Все компоненты помещены в пластиковый корпус, залиты электролитом. На корпус помещается контролер, который

регулирует подачу тока во время зарядки. Принцип работы LiFePo4 аккумуляторов основан на взаимодействии литий феррофосфата и углерода.

#### Характеристики:

Вне зависимости от производителя все LFP ячейки имеют одинаковые технические характеристики:

- пиковое напряжение – 3,65 V;
- напряжение в средней точке – 3,3 V;
- напряжение в полностью разряженном состоянии – 2,0 V;
- номинальное рабочее напряжение – 3,0-3,3 V;
- минимальное напряжение под нагрузкой – 2,8 V;
- долговечность – от 2-х до 7 тыс. циклов заряда/разряда;
- самозаряд при температуре 15-18 Со – до 5% в год.

#### Основные преимущества:

- Долговечность – до 7 000 циклов;
- Высокий ток заряда, что сокращает время восполнения энергии;
- Стабильное рабочее напряжение, которое не падает до полного исчерпания заряда;
- Высокое пиковое напряжение – 3,65 Вольта;
- Высокая номинальная емкость;
- Небольшой вес – до нескольких килограммов;
- Низкий уровень загрязнения окружающей среды при утилизации;
- Морозостойкость – работа возможна при температуре от -30 до +60 Со.

#### Основные недостатки:

- высокая стоимость.

Применение аккумуляторных батарей на основе литий-железо-фосфатных аккумуляторов позволяет:

1. При проектировании систем оперативного постоянного тока избежать необходимости использовать дорогостоящую инфраструктуру, необходимую для эксплуатации свинцово-кислотных аккумуляторов. Это позволяет существенно снизить стоимость владения батареей.
2. На подстанциях, потребляющих значительные импульсные токи, – заметно снизить требуемый номинал батареи, отказаться от двухуровневой структуры ЩПТ и дополнительных ЗВУ и, тем самым, существенно снизить конечную стоимость оборудования СОПТ.
3. На крупных энергообъектах (ГЭС, АЭС) – избежать необходимость иметь разветвленные кабельные трассы СОПТ и, тем самым, снизить ёмкость полюсов СОПТ на «землю», что важно с точки зрения корректной работы системы контроля изоляции.
4. На подстанциях, использующих микропроцессорные системы РЗА, – гальванически развязать нагрузки на различные зоны и снизить ёмкость полюсов сети на землю в каждой зоне, что важно с точки зрения минимизации рисков ложного срабатывания РЗА.

В целом можно сказать, что применение литий-ионных аккумуляторных батарей в ряде применений является экономически целесообразным. Экономия

средств может достигать нескольких миллионов рублей на одну батарею. Прогнозируемый срок службы аккумуляторных батарей на основе литий-железо-фосфатных аккумуляторов, полученный на основании анализа результатов ресурсных испытаний и первых реализованных проектов, составляет более 20 лет в режиме поддерживающего заряда. Вместе с тем, применение ЛИАБ имеет свои специфические особенности, которые необходимо учитывать при проектировании и конструировании оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен расчет и определены основные элементы и параметры Сулакского гидроузла на реке Сулак, который является сооружением III класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 74 МВт и среднемноголетняя выработка 319,16 млн. кВт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 39,53 м;
- расчетный – 33,32 м;
- минимальный – 33,3 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с двумя гидротурбинами П40а-В-450.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-733/130-36 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 110 кВ. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: трансформатор с одиночным блоком: ТРДН-40000/110-У1, трансформаторы собственных нужд: ТСЗ-1000/10,5/0,4/Д/Ун-11, для ВЛЭП – сталеалюминиевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной. В состав сооружений входят:

- станционная бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом;

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- число водосливных отверстий – 2 шт;
- ширина водосливных отверстий в свету – 5,5 м;
- отметка гребня – 404 м;
- ширина подошвы – 40 м.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,165 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Корецкого гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие

напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 149 месяцев;
- себестоимость – 0,89 руб./кВт·ч.

Таким образом, строительство Сулакского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: [https://www.so-ups.ru/?id=rdu\\_dagestan](https://www.so-ups.ru/?id=rdu_dagestan).
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. - 114с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва
6. СТО 01.01.78- 2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 –Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания –РусГидро, 2012. – 307 с.
7. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
8. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. –24 с.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. –7 с.
10. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. –15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. Москва: Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва: Стандартинформ, 2010. –12 с.

13. 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. – 40 с.

14. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

16. Каталог «Разъединители внутренней установки» [Электронный ресурс]// «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

17. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

18. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 –20 с.

19. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. –111 с.

20. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 –Москва: ОАО ЦПП, 2012. –40 с.

21. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. –Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. –69 с.

22. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

23. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 №7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

24.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 №96-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

25. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 №89-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

26. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 №52-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. Закон от 14.03.1995 №33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер.закон от 30.03.1999 №52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29.О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.12.2003 №186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер. закон от 16.05.2008 №75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31.О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер. закон от 06.12.2007 №333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации[Электронный ресурс]: федер. закон от 08.11.2007 №258-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –55 с.

34. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –42 с.

35. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –45 с.

36. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

37. Гидротурбины. Ковалёв Н. Н. 2-е издание. — Л.: Машиностроение, 1971. — 583 с.: ил.

38. 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.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

Номер	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1947	99	144	149	179	218	204	181	132	103	93	97	120	143
2	1948	52	59	186	183	260	392	308	220	130	128	52	105	173
3	1949	80	106	139	155	226	315	283	244	157	100	83	118	167
4	1950	96	109	146	165	311	347	272	210	134	145	80	117	178
5	1951	73	104	134	140	197	337	250	178	96	38	37	99	140
6	1952	47	61	78	128	176	310	227	184	98	38	51	110	126
7	1953	100	108	138	148	191	309	256	201	124	124	115	118	161
8	1954	130	134	145	158	218	315	277	211	130	77	60	113	164
9	1955	91	108	158	194	234	349	255	201	120	80	100	114	167
10	1956	76	106	170	183	212	325	248	188	108	94	82	104	158
11	1957	85	107	137	148	254	349	264	218	127	122	93	108	168
12	1958	100	115	142	146	189	323	267	201	132	81	56	110	155
13	1959	97	110	147	156	183	256	246	239	134	124	106	117	160
14	1960	92	121	144	151	206	275	277	228	118	92	41	105	154
15	1961	97	109	160	196	261	292	286	219	132	102	73	115	170
16	1962	83	106	136	145	405	426	239	203	112	67	56	109	174
17	1963	62	102	131	157	361	352	306	214	133	78	63	93	171
18	1964	109	120	140	176	228	338	276	205	140	129	134	113	176
19	1965	100	110	143	156	230	347	270	228	218	138	160	119	185
20	1966	101	142	137	165	219	305	261	204	117	138	103	123	168
21	1967	124	139	171	270	514	470	379	300	215	181	165	142	256
22	1968	93	105	132	173	267	321	297	230	146	138	154	114	181
23	1969	108	109	135	180	238	276	246	189	113	76	134	118	160
24	1970	35	62	85	259	323	337	266	211	115	112	100	110	168
25	1971	80	106	141	151	196	267	250	213	142	146	176	111	165
26	1972	26	61	89	106	374	263	270	195	118	106	72	107	149
27	1973	98	108	143	181	435	489	281	223	121	94	130	125	202
28	1974	85	104	163	193	427	433	290	224	140	120	199	103	207
29	1975	100	109	140	151	421	389	269	210	131	109	55	187	189
30	1976	102	109	175	184	370	451	322	237	139	107	94	117	201
31	1977	100	109	136	163	369	395	259	188	108	72	112	124	178
32	1978	125	111	142	286	468	454	401	307	229	208	155	117	250
33	1979	121	134	147	259	385	407	304	241	161	155	134	132	215
34	1980	56	95	151	269	431	369	296	220	135	145	180	122	206
35	1981	135	108	160	236	364	361	279	211	128	87	68	111	187
36	1982	115	112	165	159	288	339	296	217	143	117	117	117	182
37	1983	105	109	128	145	284	370	312	230	139	118	96	115	179
38	1984	96	108	138	215	401	412	287	214	129	101	85	104	191
39	1985	84	87	158	178	296	307	239	177	101	73	32	114	154
40	1986	96	110	144	244	393	332	298	227	136	133	107	113	194
41	1987	97	108	138	201	254	258	221	211	111	75	101	108	157
42	1988	65	67	80	151	178	215	200	160	101	75	45	92	119

## Продолжение приложения А

### Продолжение таблицы А.1

Номер	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
43	1989	98	110	140	204	235	378	248	212	128	114	85	118	172
44	1990	96	101	106	229	309	347	278	215	121	124	69	113	176
45	1991	90	125	139	149	190	237	269	220	135	104	47	105	151
46	1992	95	106	130	124	373	399	249	186	104	58	70	119	168
47	1993	94	110	143	158	342	349	250	261	146	89	100	104	179
48	1994	127	130	150	196	431	447	318	220	156	168	92	140	215
49	1995	122	113	145	231	293	328	295	267	167	145	174	119	200
50	1996	99	128	174	196	224	310	303	243	148	118	111	114	181
Среднемесяч.		93	105	132	173	267	321	297	230	146	138	154	114	176

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Использование водной энергии

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

Номер	Годы	Q ср.год.	Годы	Qубыв	K=Q/Qср	K-1	(K – 1) <sup>2</sup>	(K – 1) <sup>3</sup>	P, %
1	1947	143	1967	256	1,456	0,456	0,208	0,095	1
2	1948	173	1978	250	1,422	0,422	0,178	0,075	3
3	1949	167	1979	215	1,223	0,223	0,050	0,011	5
4	1950	178	1994	215	1,223	0,223	0,050	0,011	7
5	1951	140	1974	207	1,177	0,177	0,031	0,006	9
6	1952	126	1980	206	1,172	0,172	0,030	0,005	11
7	1953	161	1973	202	1,149	0,149	0,022	0,003	13
8	1954	164	1976	201	1,143	0,143	0,021	0,003	15
9	1955	167	1995	200	1,138	0,138	0,019	0,003	17
10	1956	158	1986	194	1,104	0,104	0,011	0,001	19
11	1957	168	1984	191	1,086	0,086	0,007	0,001	21
12	1958	155	1975	189	1,075	0,075	0,006	0,000	23
13	1959	160	1981	187	1,064	0,064	0,004	0,000	25
14	1960	154	1965	185	1,052	0,052	0,003	0,000	27
15	1961	170	1982	182	1,035	0,035	0,001	0,000	29
16	1962	174	1968	181	1,030	0,030	0,001	0,000	31
17	1963	171	1996	181	1,030	0,030	0,001	0,000	33
18	1964	176	1993	179	1,018	0,018	0,000	0,000	35
19	1965	185	1983	179	1,018	0,018	0,000	0,000	37
20	1966	168	1977	178	1,013	0,013	0,000	0,000	39
21	1967	256	1950	178	1,013	0,013	0,000	0,000	41
22	1968	181	1964	176	1,001	0,001	0,000	0,000	43
23	1969	160	1990	176	1,001	0,001	0,000	0,000	45
24	1970	168	1962	174	0,990	-0,010	0,000	0,000	47
25	1971	165	1948	173	0,984	-0,016	0,000	0,000	49
26	1972	149	1989	172	0,978	-0,022	0,000	0,000	51
27	1973	202	1963	171	0,973	-0,027	0,001	0,000	53
28	1974	207	1961	170	0,967	-0,033	0,001	0,000	55
29	1975	189	1957	168	0,956	-0,044	0,002	0,000	57
30	1976	201	1966	168	0,956	-0,044	0,002	0,000	59
31	1977	178	1970	168	0,956	-0,044	0,002	0,000	61
32	1978	250	1992	168	0,956	-0,044	0,002	0,000	63
33	1979	215	1955	167	0,950	-0,050	0,003	0,000	65
34	1980	206	1949	167	0,950	-0,050	0,003	0,000	67
35	1981	187	1971	165	0,939	-0,061	0,004	0,000	69
36	1982	182	1954	164	0,933	-0,067	0,005	0,000	71
37	1983	179	1951	161	0,916	-0,084	0,007	-0,001	73
38	1984	191	1969	160	0,910	-0,090	0,008	-0,001	75

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Номер	Годы	Q ср.год.	Годы	Qубыв	K=Q/Qср	K-1	(K - 1) <sup>2</sup>	(K - 1) <sup>3</sup>	P, %
39	1985	154	1959	160	0,910	-0,090	0,008	-0,001	77
40	1986	194	1956	158	0,899	-0,101	0,010	-0,001	79
41	1987	157	1987	157	0,893	-0,107	0,011	-0,001	81
42	1988	119	1958	155	0,882	-0,118	0,014	-0,002	83
43	1989	172	1960	154	0,876	-0,124	0,015	-0,002	85
44	1990	176	1985	154	0,876	-0,124	0,015	-0,002	87
45	1991	151	1991	151	0,859	-0,141	0,020	-0,003	89
46	1992	168	1972	149	0,848	-0,152	0,023	-0,004	91
47	1993	179	1947	143	0,813	-0,187	0,035	-0,006	93
48	1994	215	1951	140	0,796	-0,204	0,041	-0,008	95
49	1995	200	1952	126	0,717	-0,283	0,080	-0,023	97
50	1996	181	1988	119	0,677	-0,323	0,104	-0,034	99

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Среднемаксимальные расходы

Номер	Годы	Q <sub>МАХ</sub>	Годы	Qубыв	K=Q/Qср	K-1	(K - 1) <sup>2</sup>	(K - 1) <sup>3</sup>	P, %
1	1947	204	1973	489	1,423	0,423	0,179	0,076	1
2	1948	392	1967	470	1,368	0,368	0,136	0,050	3
3	1949	315	1978	454	1,322	0,322	0,103	0,033	5
4	1950	347	1976	451	1,313	0,313	0,098	0,031	7
5	1951	337	1994	447	1,301	0,301	0,091	0,027	9
6	1952	310	1974	433	1,260	0,260	0,068	0,018	11
7	1953	309	1962	426	1,240	0,240	0,058	0,014	13
8	1954	315	1984	412	1,199	0,199	0,040	0,008	15
9	1955	349	1979	407	1,185	0,185	0,034	0,006	17
10	1956	325	1992	399	1,162	0,162	0,026	0,004	19
11	1957	349	1977	395	1,150	0,150	0,022	0,003	21
12	1958	323	1948	392	1,141	0,141	0,020	0,003	23
13	1959	256	1975	389	1,132	0,132	0,018	0,002	25
14	1960	275	1989	378	1,100	0,100	0,010	0,001	27
15	1961	292	1983	370	1,077	0,077	0,006	0,000	29
16	1962	426	1980	369	1,074	0,074	0,006	0,000	31
17	1963	352	1981	361	1,051	0,051	0,003	0,000	33
18	1964	338	1963	352	1,025	0,025	0,001	0,000	35
19	1965	347	1993	349	1,016	0,016	0,000	0,000	37
20	1966	305	1955	349	1,016	0,016	0,000	0,000	39
21	1967	470	1957	349	1,016	0,016	0,000	0,000	41
22	1968	321	1990	347	1,010	0,010	0,000	0,000	43
23	1969	276	1950	347	1,010	0,010	0,000	0,000	45
24	1970	337	1965	347	1,010	0,010	0,000	0,000	47
25	1971	267	1982	339	0,987	-0,013	0,000	0,000	49
26	1972	263	1964	338	0,984	-0,016	0,000	0,000	51
27	1973	489	1951	337	0,981	-0,019	0,000	0,000	53
28	1974	433	1970	337	0,981	-0,019	0,000	0,000	55
29	1975	389	1986	332	0,966	-0,034	0,001	0,000	57
30	1976	451	1995	328	0,955	-0,045	0,002	0,000	59
31	1977	395	1956	325	0,946	-0,054	0,003	0,000	61
32	1978	454	1958	323	0,940	-0,060	0,004	0,000	63
33	1979	407	1968	321	0,934	-0,066	0,004	0,000	65
34	1980	369	1949	315	0,917	-0,083	0,007	-0,001	67
35	1981	361	1954	315	0,917	-0,083	0,007	-0,001	69
36	1982	339	1996	310	0,902	-0,098	0,010	-0,001	71
37	1983	370	1952	310	0,902	-0,098	0,010	-0,001	73
38	1984	412	1953	309	0,900	-0,100	0,010	-0,001	75
39	1985	307	1985	307	0,894	-0,106	0,011	-0,001	77
40	1986	332	1966	305	0,888	-0,112	0,013	-0,001	79
41	1987	258	1961	292	0,850	-0,150	0,022	-0,003	81

## Продолжение приложения Б

### Продолжение таблицы Б.2

Номер	Годы	$Q_{MAX}$	Годы	Qубыв	$K=Q/Qcp$	$K-1$	$(K - 1)^2$	$(K - 1)^3$	P, %
42	1988	215	1969	276	0,803	-0,197	0,039	-0,008	83
43	1989	378	1960	275	0,801	-0,199	0,040	-0,008	85
44	1990	347	1971	267	0,777	-0,223	0,050	-0,011	87
45	1991	237	1972	263	0,766	-0,234	0,055	-0,013	89
46	1992	399	1987	258	0,751	-0,249	0,062	-0,015	91
47	1993	349	1959	256	0,745	-0,255	0,065	-0,017	93
48	1994	447	1991	237	0,690	-0,310	0,096	-0,030	95
49	1995	328	1988	215	0,626	-0,374	0,140	-0,052	97
50	1996	310	1947	204	0,594	-0,406	0,165	-0,067	99

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Среднеминимальные расходы

Номер	Годы	$Q_{min}$	Годы	Qубыв	$K=Q/Qcp$	$K-1$	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$	P,%
1	1947	99	1981	135	1,456	0,456	0,208	0,095	1
2	1948	52	1954	130	1,402	0,402	0,161	0,065	3
3	1949	80	1994	127	1,369	0,369	0,136	0,050	5
4	1950	96	1978	125	1,348	0,348	0,121	0,042	7
5	1951	73	1967	124	1,337	0,337	0,114	0,038	9
6	1952	47	1995	122	1,316	0,316	0,100	0,031	11
7	1953	100	1979	121	1,305	0,305	0,093	0,028	13
8	1954	130	1982	115	1,240	0,240	0,058	0,014	15
9	1955	91	1964	109	1,175	0,175	0,031	0,005	17
10	1956	76	1969	108	1,165	0,165	0,027	0,004	19
11	1957	85	1983	105	1,132	0,132	0,017	0,002	21
12	1958	100	1976	102	1,100	0,100	0,010	0,001	23
13	1959	97	1966	101	1,089	0,089	0,008	0,001	25
14	1960	92	1965	100	1,078	0,078	0,006	0,000	27
15	1961	97	1975	100	1,078	0,078	0,006	0,000	29
16	1962	83	1977	100	1,078	0,078	0,006	0,000	31
17	1963	62	1953	100	1,078	0,078	0,006	0,000	33
18	1964	109	1958	100	1,078	0,078	0,006	0,000	35
19	1965	100	1996	99	1,068	0,068	0,005	0,000	37
20	1966	101	1947	99	1,068	0,068	0,005	0,000	39
21	1967	124	1989	98	1,057	0,057	0,003	0,000	41
22	1968	93	1973	98	1,057	0,057	0,003	0,000	43
23	1969	108	1987	97	1,046	0,046	0,002	0,000	45
24	1970	35	1961	97	1,046	0,046	0,002	0,000	47
25	1971	80	1959	97	1,046	0,046	0,002	0,000	49
26	1972	26	1950	96	1,035	0,035	0,001	0,000	51
27	1973	98	1963	96	1,035	0,035	0,001	0,000	53
28	1974	85	1961	96	1,035	0,035	0,001	0,000	55
29	1975	100	1986	96	1,035	0,035	0,001	0,000	57
30	1976	102	1992	95	1,024	0,024	0,001	0,000	59
31	1977	100	1993	94	1,014	0,014	0,000	0,000	61
32	1978	125	1968	93	1,003	0,003	0,000	0,000	63
33	1979	121	1960	92	0,992	-0,008	0,000	0,000	65
34	1980	56	1955	91	0,981	-0,019	0,000	0,000	67
35	1981	135	1991	90	0,970	-0,030	0,001	0,000	69
36	1982	115	1957	85	0,917	-0,083	0,007	-0,001	71
37	1983	105	1974	85	0,917	-0,083	0,007	-0,001	73
38	1984	96	1985	84	0,906	-0,094	0,009	-0,001	75
39	1985	84	1962	83	0,895	-0,105	0,011	-0,001	77
40	1986	96	1971	80	0,863	-0,137	0,019	-0,003	79

## Продолжение приложения Б

### Продолжение таблицы Б.3

Номер	Годы	$Q_{min}$	Годы	Qубыв	$K=Q/Q_{ср}$	$K-1$	$(K - 1)^2$	$(K - 1)^3$	P, %
41	1987	97	1949	80	0,863	-0,137	0,019	-0,003	81
42	1988	65	1956	76	0,819	-0,181	0,033	-0,006	83
43	1989	98	1951	73	0,787	-0,213	0,045	-0,010	85
44	1990	96	1988	65	0,701	-0,299	0,089	-0,027	87
45	1991	90	1963	62	0,669	-0,331	0,110	-0,036	89
46	1992	95	1980	56	0,604	-0,396	0,157	-0,062	91
47	1993	94	1948	52	0,561	-0,439	0,193	-0,085	93
48	1994	127	1952	47	0,507	-0,493	0,243	-0,120	95
49	1995	122	1970	35	0,377	-0,623	0,388	-0,241	97
50	1996	99	1972	26	0,280	-0,720	0,518	-0,373	99

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Интегральная кривая нагрузки января

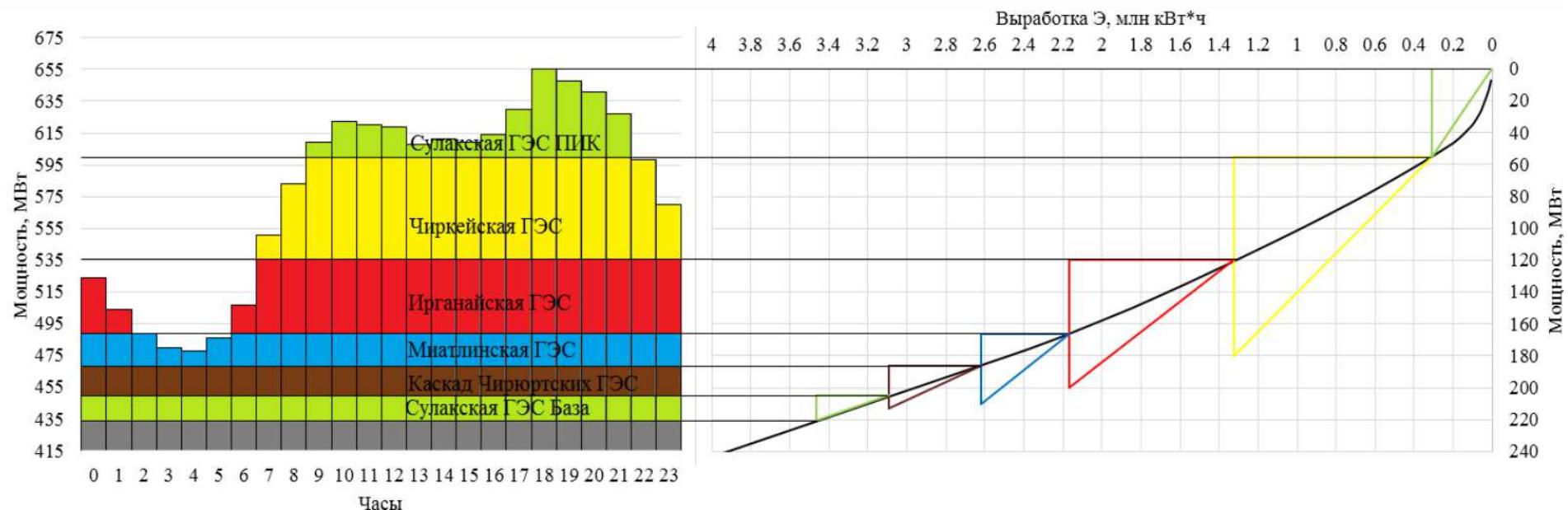


Рисунок В.1 – ИКН января

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Характеристика турбины ПЛ40а-В

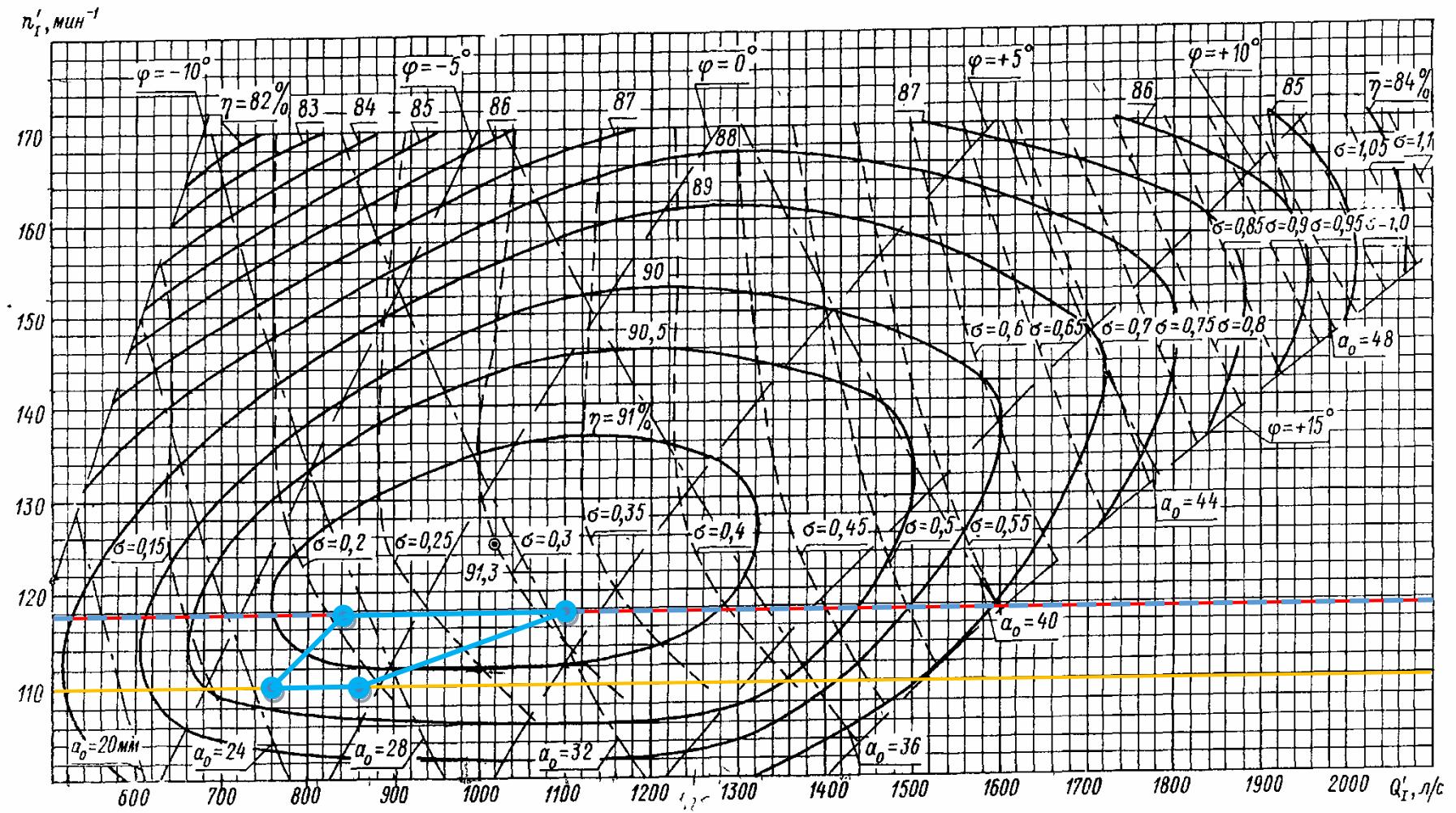


Рисунок Г.1 – Универсальная характеристика ПЛ40а-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,48 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,43 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	1,4 · $U_H$ 140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,35 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,74 A
		OTC I	$I_{2C.z.}$	$0,22 \cdot I_H$ 1,09 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 5,3 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,45 A
		OTC	$I_{1OTC}$	$1,224 \cdot I_{HOM}$ 6,06 A
		ПУСК	$U_{CP}$	$0,66 \cdot U_{HOM}$ 66 B
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,129 1,2 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35 3,2 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 2,66 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 2,74 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 5,45 A

Продолжение приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений

			Отключение В/Г			Гашение полей			Останов турбины и сброс АРЗ			Пуск ПЖТ ГГ			Отключение В-110 и В-ТСН			Предупредительный сигнал					
Наименование		Обозначение																					
Диф. Защита продольная			IΔG			+		+		+		+		+		+		+					
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>																					
		t <sub>2</sub>																					
		t <sub>3</sub>		+		+		+															
ЗПН	U >	t		+		+		+										+					
		1 ступень t <sub>1</sub>		+		+																	
		2 ступень t <sub>2</sub>		+		+																	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO																+					
		ИО		+		+												+					
		OTC I	t <sub>1</sub>																+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>		t <sub>2</sub>		+		+																
	CO																+						
	ИО		+		+												+						
ДЗ	Z <	OTC	t <sub>1</sub>														+		+				
			t <sub>2</sub>		+		+		+		+								+				
		1 ступень		t <sub>1</sub>														+		+			
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	t <sub>2</sub>		+		+		+		+								+		+			
		2 ступень		t <sub>1</sub>														+		+			
		t <sub>2</sub>		+		+														+			
Защита ротора от перегрузки			CO																+		+		
			ИО		+		+														+		
			Отсечка		+		+														+		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Анализ денежных потоков

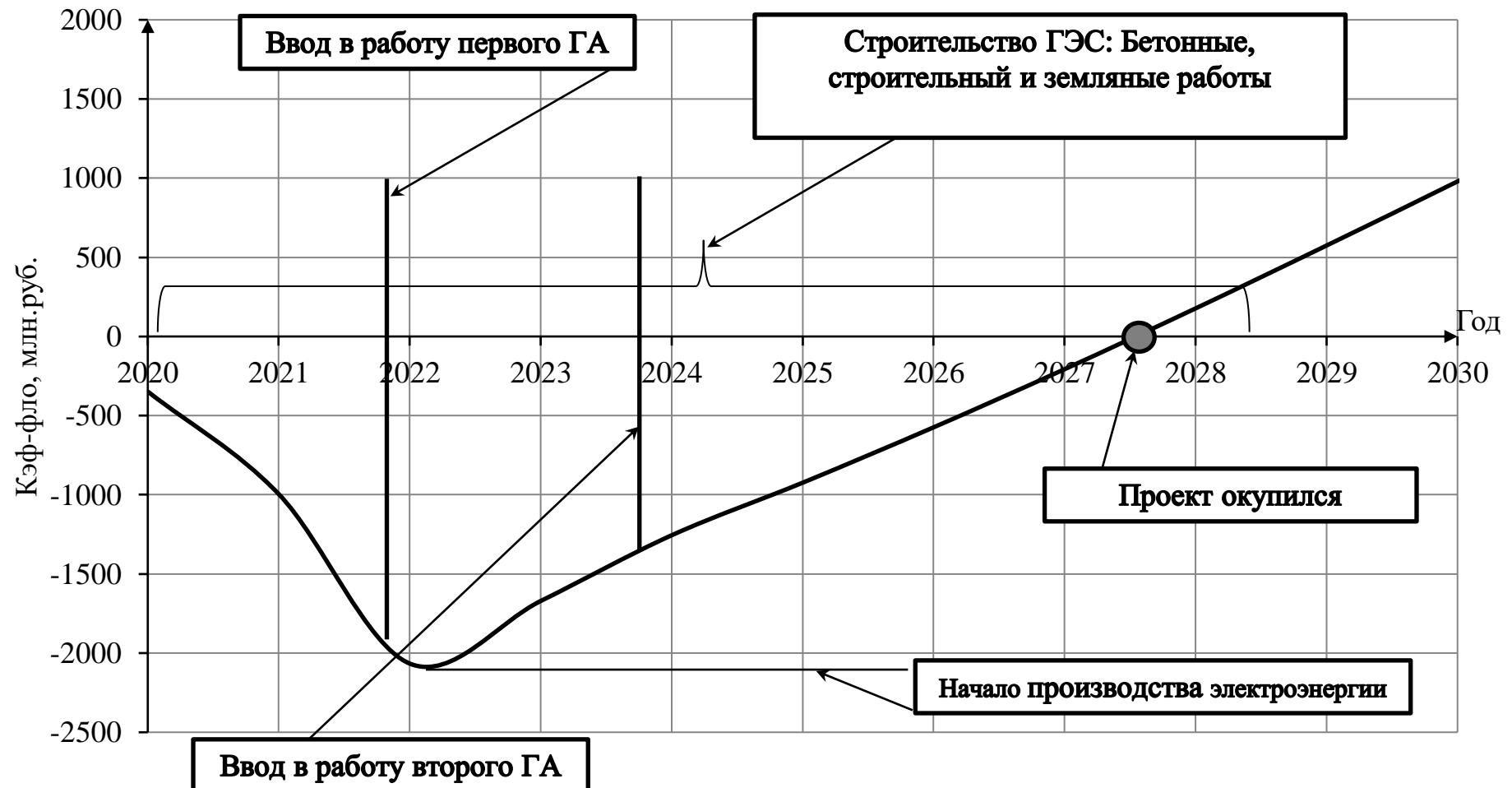


Рисунок Ж.1 – Анализ денежных потоков с укрупнёнными этапами проекта

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

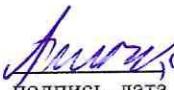
**Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»**  
кафедра

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 СУЛАКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СУЛАК.  
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АККУМУЛИРОВАНИЯ И  
ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ**  
тема

Руководитель  заведующий кафедрой  
подпись, дата

А.А.Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник  С.В.Юшков  
подпись, дата

С.В.Юшков  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Сулакской ГЭС на реке Сулак. Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Диагу И.Т. Диагуев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Загидов Б.Ю. Загидов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Масленников Д.В. Масленников  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Диагуев И.Т. Диагуев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Албуров Н.В. Албуров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чубаров И.П. Чубаров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Даудов М.Д. Даудов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Бирюков Б.Б. Бирюков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Бирюков Б.В. Бирюков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Габибова Л.А. Габибова  
подпись, дата инициалы, фамилия