

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

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

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

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

Проектирование Юрской ГЭС на реке Томь. Оптимизация генерирующего  
оборудования при помощи возобновляемых источников энергии  
тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

зав. кафедрой ГГЭС  
кандидат технических

наук

должность, ученая степень

А.А.Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.В.Непомнящий  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Юрской ГЭС на реке Томь. Оптимизация генерирующего оборудования при помощи возобновляемых источников 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

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Анализ исходных данных и внешних условий .....	9
1.1 Климатические условия в районе створа Юрской ГЭС .....	9
1.2 Гидрологические данные .....	9
1.3 Геологические условия.....	10
2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности ГЭС .....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные.....	12
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов .....	12
2.1.3. Кривые обеспеченности расходов .....	13
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	14
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов .....	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	16
2.2.2 Баланс энергии. ....	16
2.2.3 Выбор установленной мощности .....	17
2.2.4 Режим работы ГЭС в средневодном году .....	17
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	19
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	19
3.1.1 Построение режимного поля .....	19
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	20
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса .....	24
3.2 Расчёт вала на прочность .....	26
3.3 Расчет подшипника.....	27
3.4 Выбор МНУ и колонки управления.....	27
3.5 Гидрогенератор .....	28
4 Электрическая часть ГЭС .....	29
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	29
4.2 Выбор трансформаторов .....	30
4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов .....	30
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	30
4.3 Определение количества отходящих линий .....	31
4.4 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	32
4.5 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	32
4.5.1 Расчёт исходных данных.....	32
4.5.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	33
4.6 Выбор и проверка оборудования.....	35

4.6.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов.....	35
4.6.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	35
4.6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	36
4.7 Выбор параметров ОРУ.....	37
4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	37
4.7.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	37
5 Устройства РЗиА.....	39
5.1 Расчёт номинальных токов .....	40
5.1.1 Перечень защит основного электрооборудования .....	40
5.1.2 На главном генераторе ГГ(GG) ГС 525/59-32 .....	40
5.1.3 На силовом трансформаторе блока ТДН-15000/110 .....	41
5.1.4 На линиях электропередачи 110 кВ .....	41
5.2 Расчет защит и выбор уставок .....	41
5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора ( $I_{\Delta G}$ ).....	41
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ( $U_N(U_0)$ ) .....	43
5.2.3 Защита от повышения напряжения на главном генераторе ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	45
5.2.4 Защита главного генератора обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	46
5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок ( $I_1$ )	49
5.2.6 Дистанционная защита ( $Z_1<$ ), ( $Z_2<$ ) .....	51
5.2.7 Защита ГГ от перегрузки обмотки ротора ( $I_p$ ) .....	54
5.3 Выбор комплекса защит блока «генератор-трансформатор».....	55
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	56
6 Компоновка и сооружения гидроузла.....	57
6.1 Проектирование водосливной плотины .....	57
6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	57
6.2 Гидравлические расчёты. ....	59
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	59
6.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	60
6.2.3 Построение профиля водосливной плотины. ....	61
6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	62
6.3 Расчет энергогасящего сооружения.....	63
6.3.1 Водобойная стена.....	63
6.3.2 Водобойная плита .....	64
6.3.3 Рисберма .....	64
6.4 Конструирование плотины. ....	64
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины .....	64

6.4.2. Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами .....	65
6.4.3 Быки.....	65
6.4.3 Галереи в теле глухой плотины.....	65
6.4.4 Дренажные устройства.....	65
6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	66
6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину. ....	66
6.5.2 Оценка прочности плотины. ....	69
6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания .....	71
6.5.4 Обоснование устойчивости плотины.....	72
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы.....	74
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	74
7.2 Охрана труда.....	74
7.3 Пожарная безопасность.....	76
7.4 Охрана природы .....	79
7.4.1 Общие положения.....	79
8 Оценка объёмов реализации энергии и расходов.....	81
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	81
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	82
8.3 Налоговые расходы.....	84
8.4 Оценка суммы прибыли .....	85
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	87
8.5.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта.....	87
8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	88
8.5.3 Бюджетная эффективность .....	88
8.6 Анализ рисков инвестиционных проектов.....	89
9 Охрана окружающей среды .....	93
9.1 Общие сведения о районе строительства .....	93
9.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	94
9.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	96
9.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	98
10 Оптимизация генерирующего оборудования при помощи возобновляемых источников энергии .....	99
10.1 Децентрализованные системы электроснабжения в РФ.....	99
10.2 Оборудование ВИЭ.....	99
10.3.Совместная работа возобновляемых источников энергии и ДЭС103	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходный гидрологический ряд.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Использование водной энергии.....	112

ПРИЛОЖЕНИЕ В Интегральная кривая нагрузки января .....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Характеристика турбины ПЛ 20 В 315 .....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Таблица уставок и матрица отключений .....	119

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электроэнергетика – важная отрасль промышленности России, обеспечивающая устойчивое развитие всех прочих отраслей народного хозяйства. Рациональное использование ресурсов электроэнергетики создают необходимые условия для возможности роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Сложно переоценить роль гидроэлектростанций в работе Единой Энергетической Системы страны: ГЭС поддерживают параметры в переходных режимах и покрывают пиковую часть графика нагрузки. Кроме того, в сравнении с другими традиционными источниками электроэнергии, себестоимость продукции гидроэлектростанций является наименьшей. Это положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии, делая её более доступной.

Кемеровская область обладает огромным запасом гидроэнергетических ресурсов, которые на сегодняшний день используются лишь на 10%. Строительство гидроэлектростанции позволит вывести большое количество устаревшего теплового генерирующего оборудования из эксплуатации, что благоприятно скажется экологической обстановке региона. Ввиду того, что район предполагаемого строительства слабо населён, удастся избежать массового переселения людей из зоны затопления, а появление источника дешёвой электроэнергии даст толчок развитию энергоёмкого производства в регионе, что снизит уровень безработицы и увеличит налоговые поступления в региональный и федеральный бюджет.

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

Створ Юрской ГЭС расположен на реке Томь, в Кемеровской области, в 24 км вниз по течению от города Юрга.

### **1.1 Климатические условия в районе створа Юрской ГЭС**

Климат Кемеровской области резко континентальный. Зима холодная и продолжительная, лето короткое и теплое. Продолжительность безморозного периода длится от 100 дней на севере области до 120 дней на юге Кузнецкой котловины. Располагаясь в умеренном поясе северного полушария, территория Кемеровской области получает за год сравнительно большое количество солнечного тепла. Климат Кемеровской области континентальный: зима холодная и продолжительная, лето тёплое и короткое. Средние температуры января  $-17\dots-20^{\circ}\text{C}$ , июля  $+17\dots+18^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков колеблется от 300 мм на равнинах и в предгорной части до 1000 мм и более в горных районах

### **1.2 Гидрологические данные**

Длина реки Томь 827 км, площадь бассейна - 62 тыс.  $\text{km}^2$ , среднегодовой расход воды  $1100 \text{ m}^3/\text{s}$ . Замерзает в конце октября - начале ноября, вскрывается в конце апреля. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь представлена в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
Z <sub>ВБ</sub> , м	W, $\text{km}^3$	ZНБ, м	Q, $\text{m}^3/\text{s}$	ZНБ, м	Q, $\text{m}^3/\text{s}$
82,35	0,20	80	0	80	0
83,58	0,30	81	449	81	449
84,46	0,40	82	949	82	949
84,82	0,45	83	1527	83	1527
85,02	0,48	84	2182	84	2182
85,15	0,50	85	2916	85	2916
85,72	0,60				
86,62	0,80				
87,91	1,20				
89,13	1,75				
89,88	2,20				
90,90	3,00				
91,86	4,00				
94,21	8,00				
96,39	15,00				

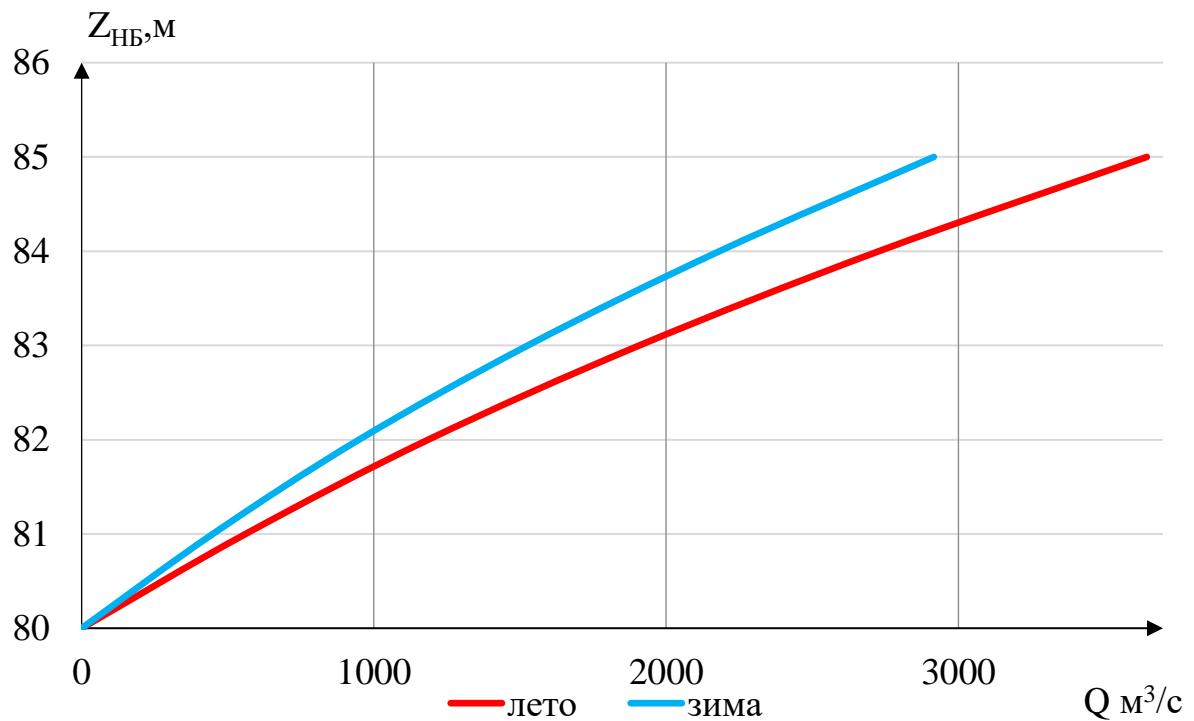


Рисунок 1.1 - Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

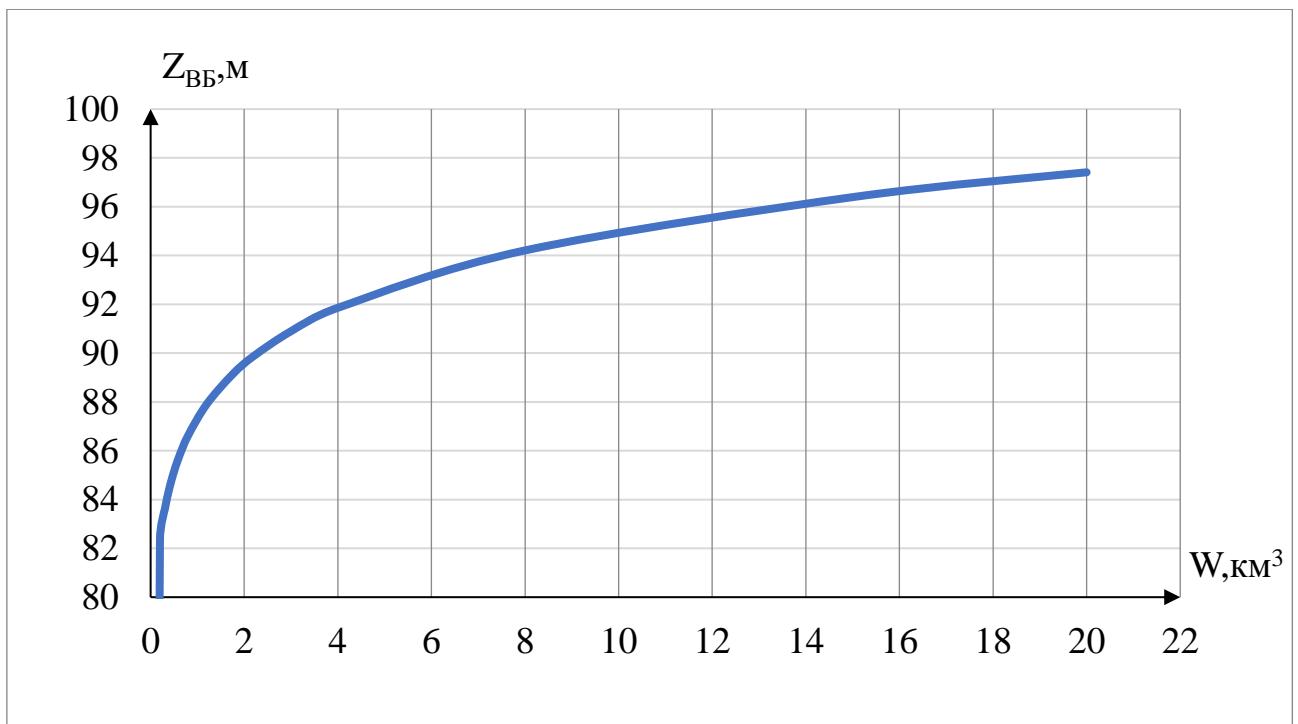


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.3 Геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, район нижнего течения р. Томь входит в асейсмичную зону с исходной интенсивностью геологических событий равной не более 6 балов при

периоде повторяемости 5000 лет. Створ расположен на крепком скальном основании. Порода основания – песчаник.

Юрская ГЭС относится к Филиалу АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири». Площадь территории операционной зоны ОДУ Сибири – 4944,3 тыс. км<sup>2</sup>

Электроэнергия может передаваться на ПС ЮРГА 1 г. Юрга. Соединённая с общей энергосистемой.

## 2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности ГЭС

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- Река: Томь
- Энергосистема ОДУ Сибири
- Отметка НПУ = 96,39 м
- Отметка сухого дна = 80 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
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	1	1	6	17	13	10	6	4	3	2	1
$Q_{\text{ледооб}}, \text{м}^3/\text{с}$	9	8	5	1	17	13	10	6	0	2	6	9
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	27	27	27	27	27	27	27	0	0
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359

#### 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:

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

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,304}{50}} = 0,2 \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,2^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 10,7\% \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,221}{50 \cdot 0,2^3} = 0,55 \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

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

$$\delta_{Cs} = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,2^2 + 5 \cdot 0,2^4}}}{0,55} \cdot 100\% = 70,8\%.$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) не входит в допустимые пределы. Коэффициент асимметрии принимается равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,25 = 0,4. \quad (2.6)$$

### 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. Рангируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.7)$$

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.

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности среднегодовых расходов определяются ближайшие к  $P=50\%$  годы представлены в приложение Б таблица Б.1. Вычисляются коэффициенты приведения для меженного и половодного периодов. За средневодный год принимается тот, у которого эти коэффициенты получились меньшими – требует меньшей корректировки – 1956 год.

Таким же образом выбирается маловодный год с  $P=90\%$  – 1951.

$$K_{P49(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}(1949)}}{Q_{\text{сред.половод.баз.}(1939)}} = \frac{1223}{1247} = 0,98. \quad (2.8)$$

$$K_{P49(\text{меженый})} = \frac{Q_{\text{сред.межен.текущ.}(1949)}}{Q_{\text{сред.межен.баз.}(1939)}} = \frac{229}{218} = 1,05. \quad (2.9)$$

$$K_{P90(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}(1964)}}{Q_{\text{сред.половод.баз.}(1981)}} = \frac{184}{197} = 0,93 \quad (2.10)$$

$$K_{P90(\text{меженый})} = \frac{Q_{\text{сред.межен.текущ.}(1982)}}{Q_{\text{сред.межен.баз.}(1981)}} = \frac{878}{875} = 1,00 \quad (2.11)$$

Для определения расчётных расходов средневодного и маловодного года, среднемесячные расходы выбранных лет умножаются на вычисленные коэффициенты. При проведении данной операции не должны измениться среднегодовые расходы. При их изменении (данний случай), необходимо скорректировать меженные коэффициенты приведения так, чтобы среднегодовые расходы скорректированных лет были равны среднегодовым расходам исходных лет выбранной обеспеченности. Новые значения коэффициентов:  $K'_{P90(\text{половодный})} = 0,98$ ,  $K'_{P49(\text{половодный})} = 1,08$ . Расходы исходных, приведённых и скорректированных расходов приведены в таблице 2.2 и отображены на рисунке 2.1

Таблица 2.2 – Расчётный средневодный год без и с приведением

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90% обеспеченности, 1951												
Исходный	155	94	87	557	1685	1299	989	633	390	269	168	128
Приведенный.	215	175	148	1010	2024	1299	1097	693	431	362	168	148
50% обеспеченности, 1956												
Исходный	199	162	137	1030	2100	1245	1154	707	398	334	155	138
С привед.	209	171	144	1010	2059	1221	1131	693	419	352	163	145
Скоррект.	215	175	148	1010	2059	1221	1131	693	431	362	168	149

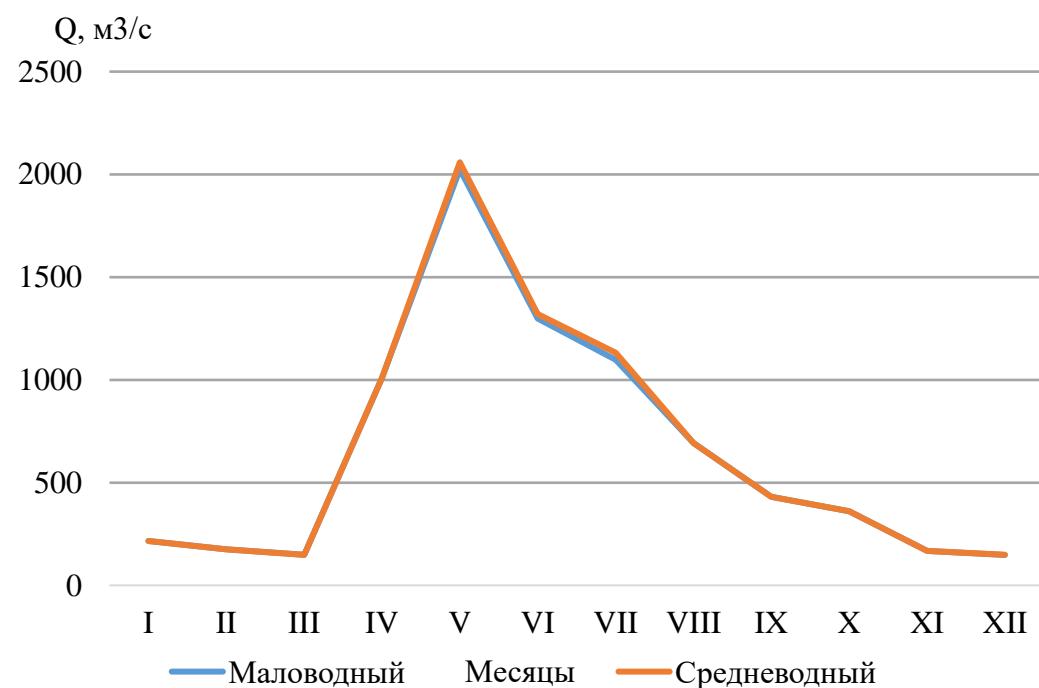


Рисунок 2.1 – Расчётные гидраграфы маловодного и средневодного года

## **2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов**

### **2.2.1 Перераспределение стока маловодного года**

Базируясь на гидрографе маловодного года, требованиях водохозяйственного комплекса и потерях воды из водохранилища, определяются среднемесячные мощности Эвенкийской ГЭС.

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

$$Q_{\text{пол быт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{шлюз}}^t - Q_i^t - Q_\phi^t - Q_\lambda^t, \quad (2.12)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{\text{суд}}^t, Q_{\text{исп}}^t, Q_\phi^t, Q_\lambda^t$  – потери воды из водохранилища: шлюзование, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Располагаемый напор определяется как разность отметок верхнего и нижнего бьефов, определяемый по кривым связи (рисунки 1.1 и 1.2) за вычетом потерь в подводящем тракте (из п. 2.1.1).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.13)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, формула (из п. 2.1.1).

$Q^t$  – расчётный расход (расход ВХК);

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

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.4.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса. Под регулированием находятся 7 месяцев, в остальные месяцы года станция выполняет требования ВХК.

### **2.2.2 Баланс энергии.**

Данный расчет необходим для определения режима работы ГЭС и определения гарантируемой мощности через баланс энергии.

Результаты расчета приведены в таблице 2.3. В расчете применяются расходы маловодного года (90% обеспеченности) и в приложение В рисунок В.1.

Таблица 2.3 -Водно-энергетический расчет без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

I режим: работа по водотоку (по бытовому расходу)												
$Q_{\text{пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	139	80	76	518	1619	1241	937	588	354	232	154	112
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	80	80	80	81	83	82	82	81	81	81	80	80
$H, \text{м}$	16	16	16	15	14	14	15	15	15	16	16	16
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	20	11	11	70	195	155	121	79	48	32	22	16
II режим: работа по ВХК												
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
$H, \text{м}$	15	15	15	16	16	16	16	16	15	15	15	15
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Сравнение режимов работы												
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	20	11	11	70	195	155	121	79	48	32	22	16
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-29	-38	-38	21	145	106	72	30	-1	-17	-27	-33

### 2.2.3 Выбор установленной мощности

После выбора рабочих мощностей и резервов, посчитаем установленную мощность Юргской ГЭС:

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{дек}} + N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} \quad (2.14)$$

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

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{дек}} + N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} = 22 + 2 = 24 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

### 2.2.4 Режим работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в условиях средневодного года проводятся с целью определения среднемноголетней выработки гидроэлектростанции. При их проведении, уровень водохранилища не должен выходить за пределы НПУ и УМО. Проводится в две итерации: первая – сработка - наполнение производится максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года, вторая – быстрое наполнение водохранилища и увеличение срока работы при высоких напорах режим работы отображен на рисунке 2.2 .

Сработка водохранилища представлена в приложение Б таблица Б.2



Рисунок 2.2 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях маловодного и средневодного года

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин определить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса все нужные напоры отображены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Расчет для построения режимного поля.

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{H6}$ , $m^3/c$	$Z_{H6}$ , м	$H_{NPU}$ , м	$H_{UMO}$ , м	$H_{VBB}^{H6}$ , м	$H$ , м	$Q$ , $m^3/c$	$H$ , м	$Q$ , $m^3/c$
0	80,00	16,3	15,0	15,7	15,3	190,4	16,0	182,8
7,8	80,01	16,3	14,9	15,7	15,1	189,1	15,9	183,3
20	80,04	16,3	14,9	15,6	14,9	187,9	15,8	184,4
36,8	80,07	16,2	14,9	15,6	14,7	186,6	15,7	185,6
63,2	80,12	16,2	14,8	15,6	14,6	186,0	15,6	186,8
92	80,17	16,1	14,8	15,5			15,5	188,0
124	80,23	16,1	14,7	15,4			15,4	189,2
152	80,28	16,0	14,7	15,4			15,3	190,4
176	80,32	16,0	14,6	15,3				
200	80,37	15,9	14,6	15,3				
232	80,42	15,9	14,5	15,2				
268	80,49	15,8	14,5	15,2				
304	80,55	15,7	14,4	15,1				
332	80,60	15,7	14,4	15,1				
360	80,65	15,6	14,3	15,0				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Приведено в приложение Г, таблица Г.1.

По построенному режимному полю определяются следующие показатели:

- максимальный напор  $H_{max} = 16,21$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min} = 40 \text{ m}^3/\text{c}$ ;
- расчётный напор  $H_{расч} = 15,3$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 14,62 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Построенное режимное поле представлено на рисунке 3.1

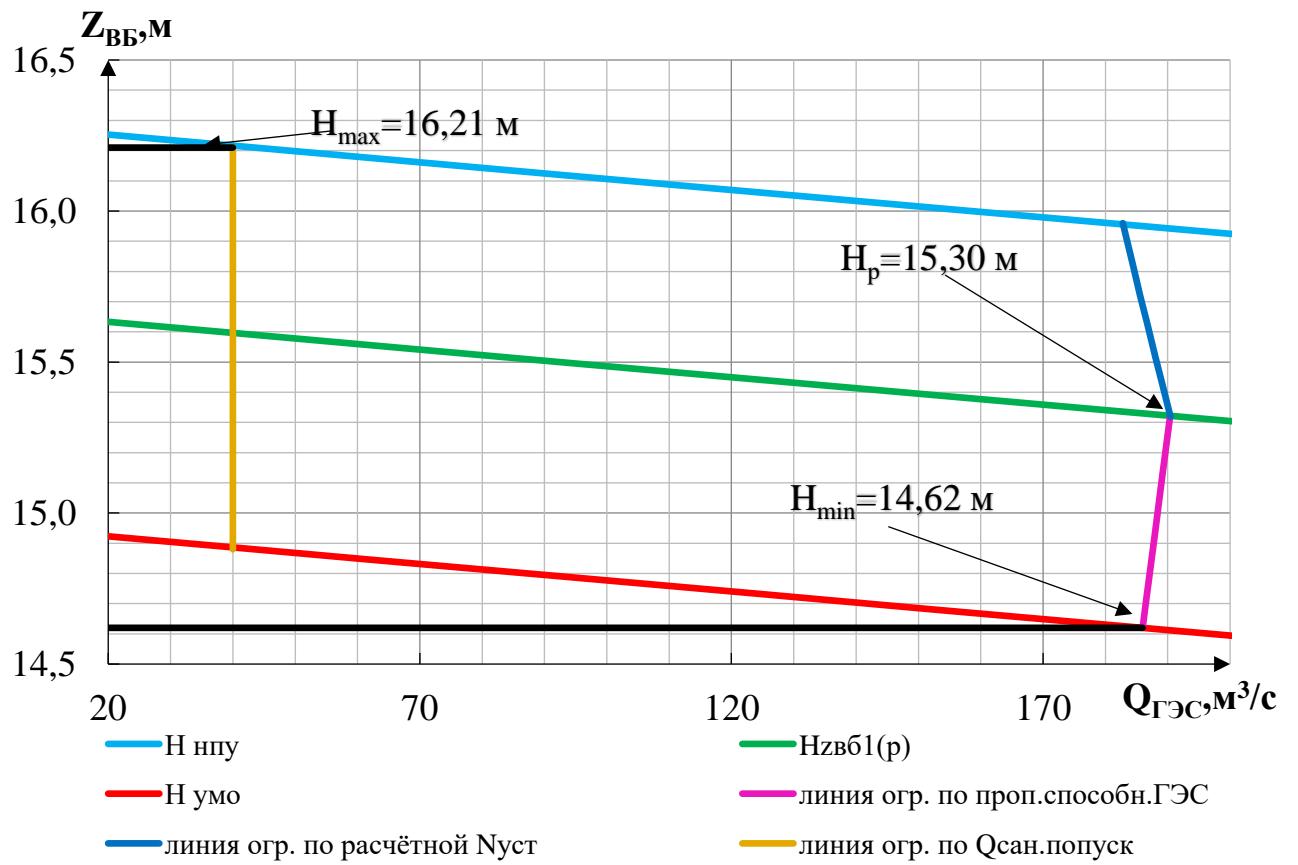


Рисунок 3.1 – Режимное поле Эвенкийской ГЭС

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона изменения напора по номенклатуре подбираются все возможные типы гидротурбин, с условиями того, что:

- Максимальный напор не должен превышать предельный, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред.};$
- Отношение минимального напора к максимальному  $\frac{H_{min}}{H_{max}}$  должно быть не меньше значения, приведённого в номенклатуре.

Для данного максимального напора были выбраны следующие типы гидротурбин: поворотно-лопастная ПЛ 20 В; поворотно-лопастная ПЛ 20 ГК;

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин таблица. 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин.

Параметр		ПЛ 20 В	ПЛ 20 ГК
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,35
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I \text{ opt}}, \text{об/мин}$	146	155
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I \text{ opt}}, \text{л/с}$	1160	1580
Оптимальный КПД модели	$\eta_m \text{ opt}$	0,92	0,918
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	2000	2750
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1\max})$	1	1,8
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{м}$	0,5	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{mod}}, \text{м}$	10	3
Температура воды для испытаний модели	$t_{\text{mod}}, ^\circ\text{C}$	20	18

На главных универсальных характеристиках турбин отмечаются расчетные точки Р1 на предварительно проведённых через оптимум КПД линиях представленных в приложение Г.

$$\text{Для ПЛ 20 В: } Q'_{(p1)} = 1,88 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,88.$$

$$\text{Для ПЛ 20 ГК: } Q'_{(p1)} = 2,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,86.$$

Для выбора оптимального рабочего колеса были выполнены основные расчёты для ряда стандартных диаметров [1]. Результаты расчётов представлены в таблицах 2.2, 2.3, для ПЛ 20 В и ПЛ 20 ГК соответственно.

Расчёты, представленные в формулах, приведены для ПЛ 20 В 315.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) = 1 - (1 - 0,88) \cdot \\ \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,5}{3,15}} \cdot \sqrt[10]{\frac{10}{15,3}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,01}} \right) = 0,907 \quad (3.1)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{1M}$  – диаметр модельной турбины;

$H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p^N$  – расчетный напор натурной турбины;

$\nu_M$  – коэффициент кинематической вязкости воды для модельной турбины, зависящий от температуры воды для модельных условий ( $t_M$ );

$\nu_H$  – коэффициент кинематической вязкости воды для натурной турбины, зависящий от температуры воды для натурных условий ( $t_H$ );

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

Мощность агрегата в расчетной точке, которая далее пересчитывается после уточнения числа агрегатов:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp} = 9,81 \cdot 1,88 \cdot 3,15^2 \cdot 15,3^{1,5} \cdot 0,907 \cdot 0,97 = 9638 \text{ кВт} \quad (3.2)$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$D_1$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принят 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{\text{прГЭС}}}{N'_a} = \frac{26000}{9638} = 2,7 \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}^{\text{прГЭС}}$  – расчетная установленная мощность станции, измеряемая в киловаттах.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции. Принимается  $z_a = 3$  и  $N_a = 8667 \text{ кВт}$ .

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,907}{0,920} = 1,04 \quad (3.4)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c^* = \frac{n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{146 \cdot \sqrt{15,3 \cdot 1,03}}{3,15} = 184 \quad (3.5)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение. Принимается  $n_c = 187,5$ .

Значения приведенных частот вращения для напоров  $H_{max}$ ,  $H_p$ ,  $H_{min}$ , необходимы для нанесения линий приведенной частоты на ГУХ. Рассчитываются по следующим формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{187,5 \cdot 3,15}{\sqrt{16,21 \cdot 1,03}} = 144 \quad (3.6)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{187,5 \cdot 3,15}{\sqrt{15,3 \cdot 1,03}} = 149 \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{187,5 \cdot 3,15}{\sqrt{14,62 \cdot 1,03}} = 152 \quad (3.8)$$

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{H_p}$  с учетом целого числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}} = \frac{8666}{9,81 \cdot 3,15^2 \cdot 15,3^{1,5} \cdot 0,97} = 1,534 \quad (3.9)$$

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии  $n'_{H_{max}}$ , аналогичным образом, подставляя в уравнение выше вместо  $H_p$  напор  $H_{max}$  находим точку и соединяем ее с расчетной.

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

$$Q'_{H_{max}} = \frac{Q_{min}}{2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{40}{3,15^2 \cdot \sqrt{16,21 \cdot 1,03}} = 0,986 \quad (3.10)$$

$$Q'_{H_{min}} = \frac{Q_{min}}{2 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{40}{3,15^2 \cdot \sqrt{14,62 \cdot 1,03}} = 1,038 \quad (3.11)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход ГЭС; 2 – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ 20 В.

$D_1$ , м	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00
$\eta_T$	0,907	0,907	0,908	0,909	0,909	0,910
$N_a'$ , кВт	8736	9638	10910	12261	13691	15591
$z_a'$	3,0	2,7	2,4	2,1	1,9	1,7
$z_a$	3	3	3	3	3	3
$N_a$ , кВт	8667	8667	8667	8667	8667	8667
$\Delta$	1,015	1,014	1,013	1,012	1,012	1,011
$n'_c$ , об/мин	193	184	173	163	155	145
$n_c$ , об/мин	200	188	187	167	150	150
$n_{Hmax}$ , об/мин	155	152	161	152	145	154
$n_{H_p}$ , об/мин	151	149	158	149	141	151
$n_{Hmin}$ , об/мин	147	144	153	145	137	147
$Q'_I \cdot \eta_T (H_{расч})$	1,691	1,534	1,356	1,208	1,082	0,951
$Q'_I \cdot \eta_T (H_{max})$	1,55	1,41	1,24	1,11	0,99	0,87

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ 20 ГК.

$D_1$ , м	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,75
$\eta_T$	0,908	0,909	0,909	0,910	0,911	0,912
$N_a'$ , кВт	10910	12261	13691	15591	17614	22034
$z_a'$	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5	1,2
$z_a$	3	3	2	2	2	2
$N_a$ , кВт	8667	8667	13000	13000	13000	13000
$\Delta$	1,013	1,012	1,012	1,011	1,010	1,009
$n'_c$ , об/мин	173	163	155	145	137	122
$n_c$ , об/мин	188	167	167	150	143	136
$n_{Hmax}$ , об/мин	162	152	161	154	156	166
$n_{H_p}$ , об/мин	158	149	157	151	153	163
$n_{Hmin}$ , об/мин	154	145	153	147	148	158
$Q'_I \cdot \eta_T (H_{расч})$	1,356	1,208	1,623	1,427	1,264	1,01
$Q'_I \cdot \eta_T (H_{max})$	1,24	1,11	1,49	1,31	1,16	0,93

Из выше представленных турбин с разными диаметрами рабочего колеса, подходящими к дальнейшему рассмотрению являются турбины. ПЛ 20 В 315, ПЛ 20 В 355, ПЛ 20 ГК 335, ПЛ 20 ГК 375. Остальные не рассматриваются потому, что точка оптимума не попала в зону работы.

### 3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметка установки рабочего колеса, обеспечивающая её бескавитационную работу определяется следующим образом:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_s, \quad (3.12)$$

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

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

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

Высота отсасывания определяется по формуле (расчёт в примере приведён для  $H_{S1}$ ):

$$H_{Spmax} = H_{\text{атм}} - \frac{\nabla}{900} - \sigma_{max} \cdot H_{max} - 1,5 + Z_{\text{х.пл.}} = 10,3 - \frac{80,111}{900} - \\ - 0,65 \cdot 16,21 - 1,5 = -1,826 \text{ м} \quad (3.13)$$

$$H_{Sp} = H_{\text{атм}} - \frac{\nabla}{900} - \sigma_p \cdot H_p - 1,5 + Z_{\text{х.пл.}} = 10,3 - \frac{80,115}{900} - 0,65 \cdot 15,3 - \\ - 1,5 = -1,5 \text{ м} \quad (3.14)$$

$$H_{Smin} = H_{\text{атм}} - \frac{\nabla}{900} - \sigma_{min} \cdot H_{min} - 1,5 + Z_{\text{х.пл.}} = 10,3 - \frac{80,112}{900} - \\ - 0,58 \cdot 14,62 - 1,5 = 0,2 \text{ м} \quad (3.15)$$

где  $B = 10,3$  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;  
Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_s$ , м	$\eta$
ПЛ 20 В	3,15	3	187,5	8667	-1,826	0,907
ПЛ 20 В	3,55	3	167	8667	-6,472	0,875
ПЛ 20 ГК	3,35	3	188	8667	-3,554	0,916
ПЛ 20 ГК	3,75	2	136	13000	-7,283	0,906

По результатам произведённых расчётов из рассмотрения были исключены турбины ПЛ 20 В 3,55, так как она имеет , по сравнению с ПЛ 20 В 3,15 большую высоту отсасывания и больший диаметр ,меньшую частоту

вращения и сравнительно очень низкий КПД. Турбины ПЛ 20 ГК 335, ПЛ 20 ГК 375 также уступают ПЛ 20 В 3,15 в высоте отсасывания ,диаметре , ПЛ 20 ГК 375 уступает также в частоте вращения но имеет только 1 достоинство это количество турбин . По условиям, наименьшего числа агрегатов и минимальной высоты отсасывания принимаем к установке турбину ПЛ 20 В 315, для которой существует подходящий серийный генератор.Характеристика ПЛ 20 в 315 представлена в приложение Г рисунок Г.1

Отметка установки рабочего колеса рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть при  $H_S = 1,826$ . Для этого случая  $Z_{\text{НБ}} = 78,174$ , заглубление определяется по формуле (3.1):

$$Z_{\text{п.к.}} = 80,116 + (-1,826) = 78,174 \text{ м.} \quad (3.16)$$

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

### 3.2 Расчёт вала на прочность

Для построения 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. Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{kp}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.17)$$

где  $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ Мпа}$

Принимается  $\tau_{\text{доп}} = 35 \text{ МПа}$ , а крутящий момент  $M_{\text{kp}}$  определяется по формуле (3.16):

$$M_{\text{kp}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 8666}{187,5} = 0,450 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.18)$$

Диаметр вала уточняется по формуле (3.18):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 0,450}{30} \right)^{0,33} = 0,428 \text{ м.}$$

Окончательно диаметр вала принят стандартным и равным 0,5 метрам.

### 3.3 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности. Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 8666}{187,5 \cdot 3,15} = 11,738 \text{ кН} \quad (3.19)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\Pi}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ :

$$d_{\Pi} = D_B + 0,02 = 0,5 + 0,02 = 0,52 \text{ м} \quad (3.20)$$

Из справочных данных, в соответствии с  $D_B Z_{\text{сегм}} = 8, h_{\Pi} = 0,3 \text{ м}$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{11,738}{0,52 \cdot 0,3} = 75,250 \text{ кПа} \quad (3.21)$$

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

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 10,210 = 296,095 \text{ кПа} \quad (3.22)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 187,5 \cdot 0,52}{30} = 10,210 \text{ м/сек} \quad (3.23)$$

Так как:  $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 75,250 < 296,095 \text{ кПа}$  – условие выполнено.

### 3.4 Выбор МНУ и колонки управления

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата. По номограмме [3] для турбины ПЛ-20-В-315 был определён тип маслонапорной установки: МНУ 16/1 – 40 – 2,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью  $2,5 \text{ м}^3$ , состоящим из одного сосуда. К установке в машинном зале принят мостовой кран А320/80 с грузоподъёмностью главного гака 320 тонн и вспомогательного гака 80 тонн. Ширина пролёта крана составляет 13 м.

По справочным данным [3]. Выбран электрогидравлический регулятор [3]: ЭГР – 2И1 – 100 – 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–100–4.

### 3.5 Гидрогенератор

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

По справочным данным был выбран гидрогенератор: ГС 525/59-32. Данные генератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора ГС 525/59-32

Наименование величины	Значение
Номинальная полная мощность $S_{\text{ном}}$ , МВА	10
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$ , МВт	8
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,8
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10,5
Номинальная частота вращения $n_{\text{ном}}$ , об/мин	187,5

## 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 энергосистеме Кемеровской области по карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Юрга» 220 кВ с расстоянием 15 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются одна схемы с одиночными блоками из-за малого количества генераторов рисунок 4.1

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

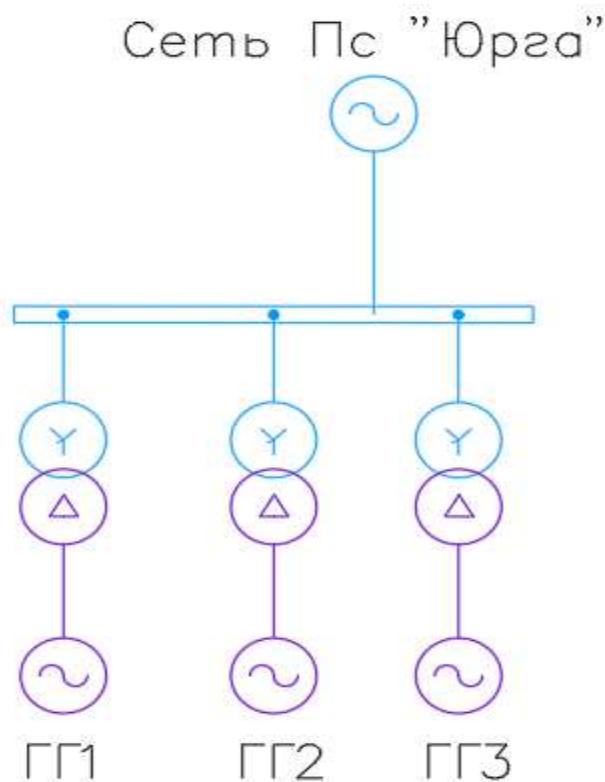


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

## 4.2 Выбор трансформаторов

### 4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{24 - 0,6}{0,85} = 29,25 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ОАО "Башкирэнерго" выбираем трансформатор ТДН-15000/110, стоимостью 33462 тыс.руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДН-15000/110

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
15	110	10,5	10,5	0,172	36	0,65

### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\Gamma \text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,02 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,02 \cdot \frac{24}{0,8} = 0,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.2)$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «КЕНТАУСКИЙ ТРАНСФОРМАТОРНЫЙ ЗАВОД» выбираются 3 трансформатора ТСН-630 -10/0,4, стоимостью каждый 91 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТСН-630 -10/0,4

$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$	
0,63	10	0,4	4

Электрическая схема СН Юрской ГЭС выполнена с одним напряжением: 0,4 кВ.

### 4.3 Определение количества отходящих линий

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_L = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сх}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{24 - 0,48}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 2 \quad (4.3)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_L = 2$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{30}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 79 \text{ А.} \quad (4.4)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 79 = 83 \text{ А,} \quad (4.5)$$

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

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=110\text{kV}$  выбираем провод марки АС95-17.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{30}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 154 \text{ А.} \quad (4.6)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}, \quad 330 \text{ А} > 154 \text{ А}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС95-17 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС-95-17

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км
1	0,3	0,434

## **4.4 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений РУ–110 кВ: 2. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с одной рабочей системой шин

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

### **4.5.1 Расчёт исходных данных**

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{10} = 2 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.8)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{110^2}{500} = 24,2 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,434 \cdot 15}{2} = 3,255 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 110 = 110 \text{ кВ} \quad (4.12)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{110} = 0,095. \quad (4.13)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_g = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma}\omega} = \frac{2,09}{0,045 \cdot 314} = 0,15 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C}\omega} = \frac{24,2}{0,035 \cdot 314} = 1,71 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

$$r_l = \frac{r_{0,y_d} \cdot l}{2} = \frac{0,3 \cdot 15}{2} = 2,25 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

$$r_t = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,172 \cdot 110^2}{500^2} = 1,30 \text{ Ом}. \quad (4.17)$$

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

На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета. Результаты расчетов представлены в на рисунках 4.4 - 4.6 и сведены в таблицу 4.4

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		10
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		10
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		10
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Б1		10
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Б2		10
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Б3		10
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ ОРУ		110
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		110
		<input checked="" type="checkbox"/>						

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Kт/r
1			Выкл			Выкл	1	4	Генератор 1 - Б1							
2			Выкл			Выкл	2	5	Генератор 2 - Б2							
3			Выкл			Выкл	3	6	Генератор 3 - Б3							
4			Тр-р			Тр-р	4	7	Б1 - ОРУ	1,30	25,41					0,095
5			Тр-р			Тр-р	5	7	Б2 - ОРУ	1,30	25,41					0,095
6			Тр-р			Тр-р	6	7	Б3 - ОРУ	1,30	25,41					0,095
7			ЛЭП			Выкл	7	8	КРУЭ - Система	2,25	3,26					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,148	2,094	0,148	2,094	0,148	2,094	10,500
2			2	Г2	2	0,148	2,094	0,148	2,094	0,148	2,094	10,500
3			3	Г3	3	0,148	2,094	0,148	2,094	0,148	2,094	10,500
4			4	Система	8	1,712	24,200	1,712	24,200	1,712	24,200	110,000

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.4 – 4.6 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7					3,6659	-85,75

Рисунок 4.4 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	7					4,9019	-85,77

Рисунок 4.5 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					3,0424	-86,01

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}$	$i_y$
3ф	7	3,66	5,18
1ф	7	12.27	19,09
3ф	1	3.04	4,73

## 4.6 Выбор и проверка оборудования

### 4.6.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

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

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}} \quad (4.18)$$

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot 3,042 = 3,19 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{T,ном}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,052 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,78 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,157 \text{ кА}. \quad (4.21)$$

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

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–10/400 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 875 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$I_{n0} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{T, \text{ст}} = 16 \text{ кА}$
$i_y = 1237 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 3,04^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 0,83 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Производитель	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор качества сети	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	10
Релейная защита	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	40
В цепи ротора:				
Анализатор качества сети	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	8
Автоматический синхронизатор	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 68 \text{ В·А}$

#### 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
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 875 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения В. 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 фирмы ОАО «Разряд».

## 4.7 Выбор параметров ОРУ

### 4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВГТ-110 и разъединитель РПВ-110. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.9. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-110	Разъединитель РПВ-110
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 70 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{n0} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 31 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 5,17 \text{ кА}$	$i_{\text{т.ст}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 3,04^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 1,2 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

### 4.7.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока ТОГФ-110, производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-110, представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 70 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## 5 Устройства РЗиА

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

Технические данные гидрогенератора, блочного трансформатора и трансформатора возбуждения представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3 соответственно.

Таблица 5.1 – Технические данные гидрогенератора

Тип		ГС 525/59-32
мощность номинальная	полная, МВА	10
	активная, МВт	8
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \phi$		0,8
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		187,5
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
номинальный ток статора, А		1575
ток ротора при номинальной нагрузке, А		550
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		200
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	1
	переходное $x'_d$	0,39
	сверхпереходное $x''_d$	0,25
индуктивное сопротивление обратной последовательности $x_2$		0,217
емкость обмотки статора, мкФ		0,32
соединение фаз обмотки статора		звезда
количество выводов генератора	главных	1
	нейтральных	1
режим работы нейтрали		изолированная
тип возбуждения		самовозбуждение
система охлаждения		замкнутая воздушная с охлаждением воздуха водой

Таблица 5.2 – Технические данные блочного трансформатора

Тип		ТДН-15000/110
мощность номинальная, МВА		15
номинальное напряжение ВН/НН, кВ		110/10,5
напряжение короткого замыкания, %		10,5
группа соединений		Y <sub>0</sub> /D - 11
режим работы нейтрали		глухозаземленная

Таблица 5.3 – Технические данные трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗП-250/10 В
мощность номинальная, кВА	240
номинальное напряжение ВН/НН, кВ	10,5/0,4

## 5.1 Расчёт номинальных токов

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

$$I_{\text{ном}}^2 = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сx}}}{k_{\text{TT}}} = \frac{1575 \cdot 1}{2000/5} = 3,9 \text{ А} \quad (5.1)$$

Ток ротора после выпрямителя:

$$I'_p = I_p = \frac{875}{\sqrt{2}} = 619 \text{ А} \quad (5.2)$$

$$S_{\text{TB}} = I_f \cdot U_{\text{рот}} = 875 \cdot 200 = 175000 \text{ Вт} \quad (5.3)$$

$$I_{\text{вз}} = \frac{S_{\text{TB}}}{U_{\text{нг}}} = \frac{175000}{10500} = 16 \text{ А} \quad (5.4)$$

### 5.1.1 Перечень защит основного электрооборудования

В соответствии с [1] по мощности и напряжению гидрогенератора, трансформаторов и линии принимаем к установке следующие виды защит.

### 5.1.2 На главном генераторе ГГ(GG) ГС 525/59-32

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных 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.

### **5.1.3 На силовом трансформаторе блока ТДН-15000/110**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита трансформатора от перегрева и потери охлаждения.

### **5.1.4 На линиях электропередачи 110 кВ**

Основные защиты:

- Дифференциальная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

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

### **5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора ( $I\Delta G$ )**

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

Уставка начального тока срабатывания.

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

Ток небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2406 = 78,75 \text{ A} (0,05 \cdot I_{\text{H}}), \quad (5.5)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{cp},0} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 78,75 = 157,5 \text{ A} (0,1 \cdot I_{\text{H}}), \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{H}}$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку начального тока срабатывания:  $I_{\text{cp},0} = 0,15 \cdot I_{\text{H}}$ .

Коэффициент торможения.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{max}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 6300 = 630 \text{ A}, \quad (5.7)$$

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

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

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\text{r}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1}{0,25} \cdot 1575 = 6300 \text{ A}, \quad (5.8)$$

где  $E_{\text{r}}''$  – сверхпереходная ЭДС генератора;

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{H}}}{I_{\text{max}}} = \frac{6300 \cdot 2}{6300} = 0,2; \quad (5.9)$$

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

Уставка начального торможения:

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

Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{CP*}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным  $B = 1,5$ .

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

Отключает выключателя ГГ, гашения полей, останов ГТ и сброс АРЗ, пуск ПЖТ ГТ

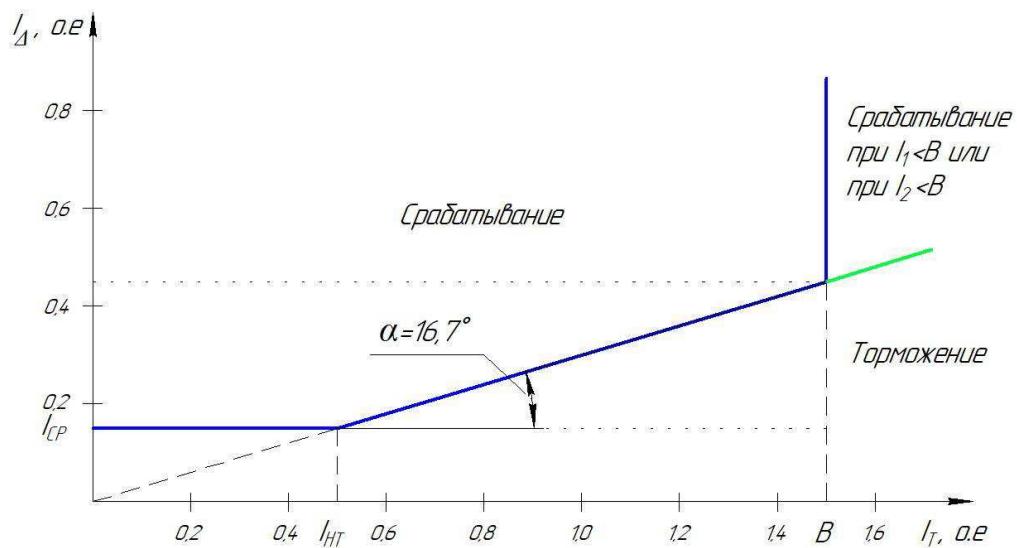


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

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

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

Защита выполнена из двух органов:

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

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

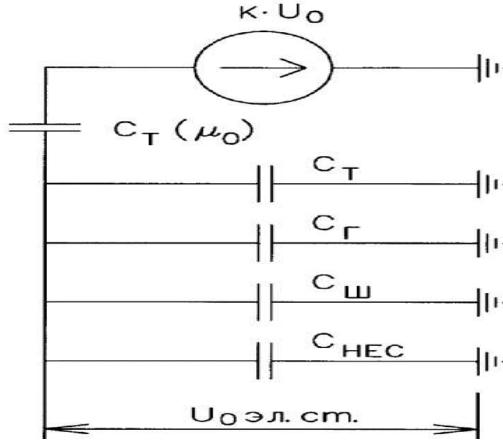


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

Найдем напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 21,2 \text{ кВ}, \quad (5.12)$$

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

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,7 + 0,04 + 0,25 = \\ = 0,9613 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

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

$$C_{\text{ш}} = C_{\text{ш.уд}} \cdot l_{\text{ш}} = 80 \cdot 10^{-9} \cdot 50 = 0,004 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где  $C_{\text{ш.уд}}$  – удельная емкость шинопровода;

$l_{\text{ш}}$  – длина шинопровода.

Суммарный емкостной ток в сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10500 \cdot 314 \cdot 0,9613 = 5,5 \text{ А}, \quad (5.15)$$

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

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

$$U_{0\text{эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 21200 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,9613} = 109 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

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

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0\text{эл.ст}}}{n_{TH}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{109}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 0,95 \text{ В}, \quad (5.17)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата;

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

Принимаем следующие уставки:

$U_{01G}$  с уставкой 2 В действует с выдержкой времени 5,0 с на сигнал;

$U_{02G}$  с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,5+2} = 0,286. \quad (5.18)$$

Орган защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения на главном генераторе (U1>), (U2>)

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

Уставка защиты U2>:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{105} = 140 \text{ В}. \quad (5.19)$$

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{ном.г}}}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{105} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

#### **5.2.4 Защита главного генератора обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (12)**

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

Зашита реагирует на относительный ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.21)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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

Зашита имеет следующие органы:

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

в относительных единицах:  $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 \div 0,07)$ ;

в именованных единицах вторичной цепи:

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot \frac{I_H}{k_{TT}} = 0,07 \cdot \frac{1575}{2000/5} = 0,28 \text{ А,} \quad (5.23)$$

где  $k_{TT}$  – коэффициент трансформации измерительного ТТ.

Пусковой орган срабатывает без выдержки времени при превышении тока обратной последовательности выше значения уставки и осуществляет пуск

интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{max} = 600$  с.

При таких параметрах ток обратной последовательности:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{max}}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.24)$$

Ток срабатывания пускового органа

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.25)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

Ток срабатывания пускового органа в именованных единицах во вторичных цепях:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot \frac{I_H}{k_{TT}} = 0,15 \cdot \frac{1575}{2000/5} = 0,67 \text{ A}. \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки по тепловому воздействию тока:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,17^2} = 1008 \text{ с.} \quad (5.27)$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.28)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 1. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий представлена в таблице 5.1 и рисунке 5.3

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	30	83	120	187,5	333	750

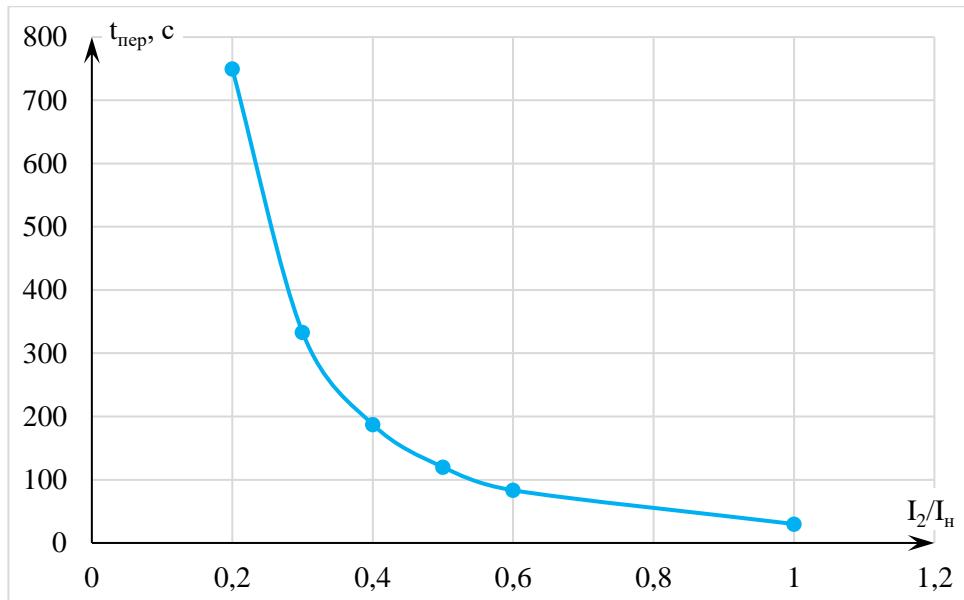


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности.

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

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

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

Сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения:

$$x''_{d\text{BH}} = x''_d \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right)^2 = 27,4. \quad (5.29)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне:

$$x_{2\text{BH}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,217 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 = 23,8. \quad (5.30)$$

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,1 \cdot (x''_{d\text{BH}} + x_{2\text{BH}} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 \cdot (27,4 + 23,8 + 2 \cdot 0,28)} = 0,01754 \text{ о. е.}, \quad (5.31)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.  
Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_T = 2 \cdot 0,01754 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right) = 0,367 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Принимается  $I_{2C.3.*}^{(2)} = 0,4$  о. е.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2C.3.}^* = \frac{E_\Sigma''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 \cdot ((x''_{d\text{BH}} + x_T + x_L) + (x_{2\text{BH}} + x_T + x_L))} = 0,01558 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.}^* = 2I_{2C.3.}^* \cdot k_T = 2 \cdot 0,01558 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right) = 0,326 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

Принимается  $I_{2C.3.}^* = 0,4$  о. е.

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

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

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

## 5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H^C}{K_B} \cdot \frac{I_H}{n_{TT}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot \frac{1575}{2000/5} = 4,22 \text{ А}, \quad (5.35)$$

где  $K_H^C = 1,05$  – коэффициент надежности сигнального органа;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени срабатывания сигнального органа 0,9 с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{K_H^\Pi}{K_B} \cdot \frac{I_H}{n_{TT}} = \frac{1,08}{0,98} \cdot \frac{1575}{2000/5} = 4,34 \text{ A}, \quad (5.36)$$

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе представлена в таблице 5.2 и на рисунке 5.4..

Таблица 5.2 – Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

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

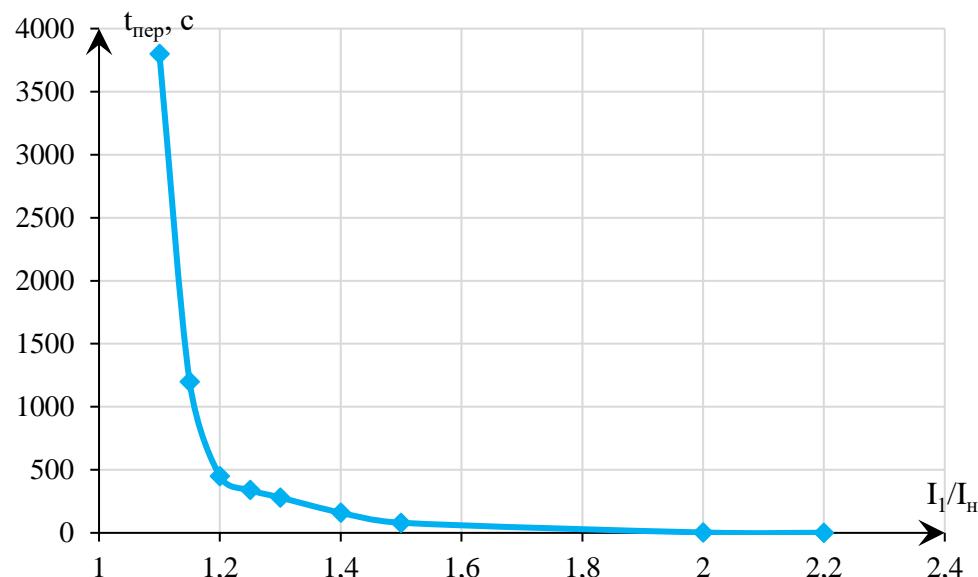


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

Уставка органа токовой отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{K_H^{0TC}}{K_B} \cdot \frac{I_H}{k_{TT}} = \frac{1,5}{0,98} \cdot \frac{1575}{2000/5} = 6 \text{ A}, \quad (5.37)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.  
Напряжение срабатывания:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM,G}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.38)$$

Отсечка действует 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 ГГ.

### 5.2.6 Дистанционная защита ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L = 0,8 \cdot 84,7 + \frac{0,8}{2} \cdot 3,255 = 69,1 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

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

$$Z_T = \frac{u_k \% \cdot U_o^2}{100 \cdot S_{HOM,T}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 15} = 84,7 \text{ Ом}; \quad (5.40)$$

где  $Z_L$  – сопротивление линии.

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

$$Z_{1\ o.e.} \leq 0,8 \cdot \frac{u_k \% \cdot S_{HOM,G}}{S_{HOM,T}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L \cdot \frac{S_{HOM,G}}{U_{BH}^2} = 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{10}{15} + \frac{0,8}{2} \cdot 3,255 \cdot \frac{10}{110^2} == 0,06 \text{ о.е.} \quad (5.41)$$

$$Z_1 = Z_{1\ o.e.} \cdot Z_6 = 0,06 \cdot 11,03 = 0,63 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где  $Z_0$  – базисное сопротивление на генераторном напряжении:

$$Z_0 = \frac{U_0^2}{S_{\text{ном.г}}} = \frac{10,5^2}{10} = 11,03 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3(2)} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,63 \cdot \frac{2000/5}{105} = 2,4 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,63 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1575} = 3,85 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{f\text{ном}}}{I_{\text{ВХХ}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,75 - 0,95}{1} = 2,7 \text{ о.е.,} \quad (5.46)$$

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

$I_{\text{ВХХ}}$  – ток в обмотке ротора при холостом ходе;

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

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

Сопротивление нагрузки и коэффициент мощности в режиме форсировки соответственно :

$$Z_{*\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{ном.г}}}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,7} = 0,36. \quad (5.47)$$

$$\cos \varphi_\Phi = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,7} = 0,32. \quad (5.48)$$

Отсюда  $\varphi_\Phi = 71,0^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{*2C3} = \frac{Z_{*HAPR,\Phi}}{K_H} = \frac{0,36}{1,1} = 0,33 \text{ о.е.} \quad (5.49)$$

$$Z_{2C3(1)} = Z_{*2C3} \cdot Z_6 = 0,33 \cdot 11,03 = 3,59 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Значение уставки второй ступени дистанционной защиты:

$$Z_{2C3(2)} = \frac{Z_{2C3(1)} \cdot n_{TT}}{n_{TH}} = \frac{3,59 \cdot \frac{2000}{5}}{105} = 13,690 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

Принимаем уставку срабатывания второй ступени дистанционной защиты равной 1,37 Ом.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,63 = 0,094 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,15 \cdot 3,59 = 0,539 \text{ Ом}$ .

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТЧН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ.

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

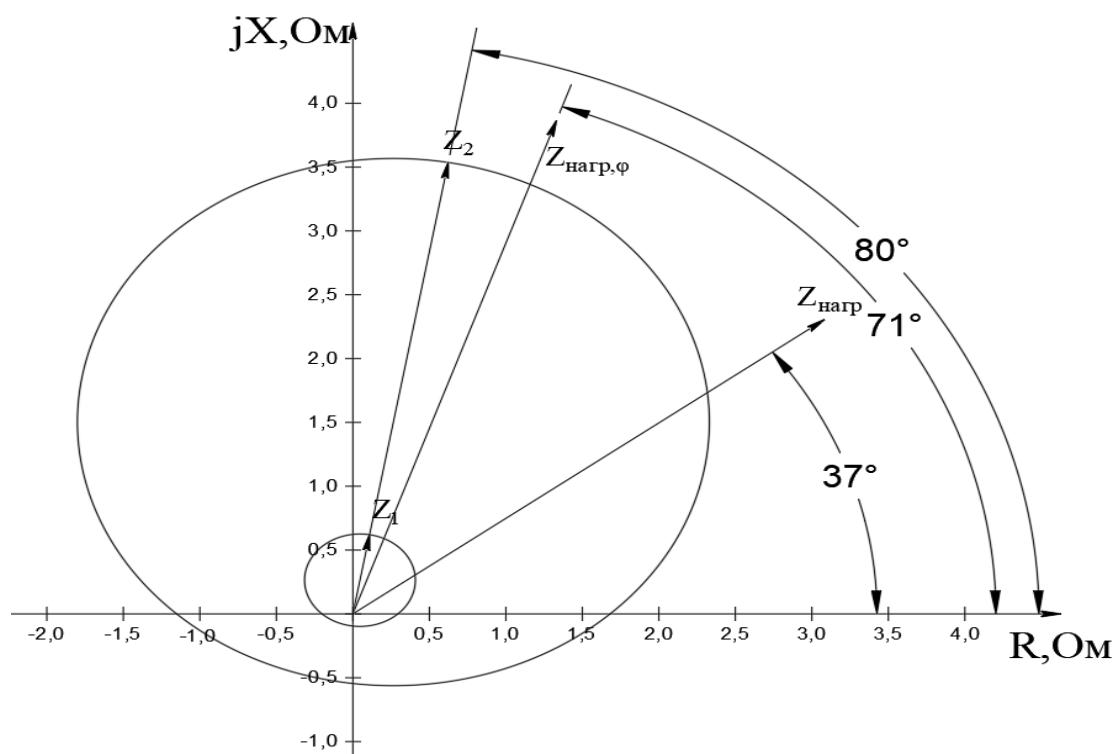


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита ГГ от перегрузки обмотки ротора ( $I_p$ )

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

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

$$I_{P,\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{f\text{ном}} / 1,2255}{K_B \cdot n_{TT}} = \frac{1,05 \cdot 16 / 1,2255}{0,98 \cdot 50 / 5} = 1,45 \text{ A.} \quad (5.52)$$

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

$$I_{P,\text{пуск}} = \frac{1,2 \cdot I_{f\text{ном}} / 1,2255}{K_B \cdot n_{TT}} = \frac{1,2 \cdot 16 / 1,2255}{0,98 \cdot 50 / 5} = 2,04 \text{ A.} \quad (5.53)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей ГГ. Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора представлена в таблице 5.3 и на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора

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

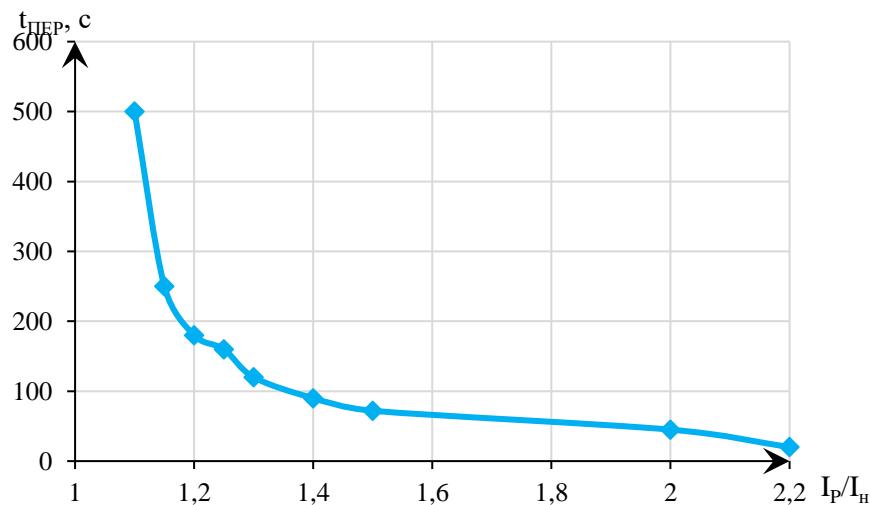


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от перегрузки ротора

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

Уставка срабатывания органа токовой отсечки:

$$I_{p.TO} = \frac{2,15 \cdot I_{f_{\text{ном}}} / 1,2255}{K_B \cdot n_{TT}} = \frac{2,15 \cdot 16 / 1,2255}{0,98 \cdot 50 / 5} = 3,74 \text{ A.} \quad (5.54)$$

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

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

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

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

### 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 водосливной плотины

Для проведения расчетов необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

Высота ГТС от 20 до 50 м на скальном основании(III), установленная мощность ГЭС составляет от 10 до 300 МВт. (III). На основании этих данных по СП [20] можно сделать вывод, что ГТС имеет (III) класс.

#### 6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины.

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla_{ГГП}$  принимают по формуле:

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

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

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

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

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

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 26,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26^2 \cdot 3200}{9,81 \cdot 8,2} = 0,71 \text{ м} \quad (6.3)$$

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

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

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

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

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{96,39 - 80}{2} = 8,2 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

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

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

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м). Результаты приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3200}{26^2} = 46$	$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{26} = 8150$		
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,012$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,17$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,065$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,85$
$\bar{h} = \frac{0,025 \cdot 26^2}{9,81} = 0,83 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{1,8 \cdot 26}{9,81} = 3,1 \text{ с}$		

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,1^2}{2 \cdot \pi} = 15,01 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

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

$$13 > 0,5 \cdot 15,01$$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,827 \cdot 2,17 = 1,79 \text{ м}, \quad (6.8)$$

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

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 2 \cdot 1,79 = 3,71 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП учетом того, что откосы крепиться железобетонными плитами [3, Приложение Д, табл Д.1];

$k_{sp} = 1,15$  – коэффициент при коэффициенте откоса  $ctg\varphi = 2$ , принимаемый по [3, таблица 7];

$k_{run} = 2$  – коэффициент, принимаемый по графикам [3, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 13,7$  на глубокой воде.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,71 + 0,07 + 0,4 = 4,19 \text{ м} \quad (6.10)$$

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 96,39 + 4,19 = 100,58 \text{ м} \quad (6.11)$$

Отсюда принимаем отметку гребня грунтовой плотины 100,58 м.

## 6.2 Гидравлические расчёты.

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта.

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$  представлены в таблице 6.2.

Определим основной и поверочный расходы, отметки НБ и напоры:

Таблица 6.2 Основные расходы гидроузла.

	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$\nabla \text{НБ}, \text{м}$	$H, \text{м}$
Основной, 3%	3027	84,337	4,337
Поверочный, 0,5%	3645	84,999	4,999
$Q_{вхк}$	359	80,649	0,649

$$Q_p = Q_{max}^{осн} - Q_{га}^{осн(пов)} = 3027 - 118 = 2909 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $Q_{max}^{осн} = Q_{0,1\%} = 3027 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$Q_{га}^{осн(пов)} = 118 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{2849}{32,53} = 90 \text{ м}. \quad (6.13)$$

где  $q_B$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 26,02 = 32,53 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 6 \cdot 4,34 = 26,02 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.15)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla HБ = f(Q_{HБ})$  при  $Q_{och.\max}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скальных принять – 5-6 м/с)

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того,

$$B = b \cdot n = 96 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $n = 6$  – число пролетов,

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

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2909}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,797 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [4, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2909}{0,49 \cdot 0,963 \cdot 1,96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,939 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3];

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}^{\text{och}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{5,79}{16} = 0,964 \quad (6.19)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают по [4, рис. 6-10];  
 $\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$  и от формы верховой грани быка [4, таблица 6-8, 6-9].

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,85 - \frac{1,1 \cdot 1,56^2}{2 \cdot 9,81} = 5,7 \text{ м}, \quad (6.20)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА})(B + (n-1)\delta_\delta)} = \frac{2909}{(96,39 - 80) \cdot (96 + (6-1) \cdot 3)} = 1,59 \text{ м/с}, \quad (6.21)$$

где  $\delta_\delta = 3 \text{ м}$  – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ctm} = 96,39 - 6 = 90,39 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $H_{ctm} = 6 \text{ м}$  – стандартный напор, м, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,5H_{ct} = 90,39 + 1,6 \cdot 6 = 100 \text{ м} \quad (6.23)$$

Отметка всего гидроузла определяется большей между отметкой гребня грунтовой плотины и гребнем быка. Так как отметка гребня грунтовой плотины выше, то отметка всего гидроузла принимается равной отметке быка, то есть 100,58 м.

### 6.2.3 Построение профиля водосливной плотины.

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяют координаты оголовка без вакуумного водослива. [4, таблица 6-12]. Табличные координаты таблицы 6.3  $x$  и  $y$  умножают на  $H_{\text{ст}}$  и строят кривую  $A-B$  на рисунке 6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины  $p_v$  и напора на водосливе  $H$  [4, таблица 6-14].

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани.

Таблица 6.3 - Таблица Кригера-Офицерова при  $H_{cm}=6$  м

x	y	x	y
0	0,756	7,2	2,364
0,6	0,216	7,8	2,85
1,2	0,042	8,4	3,384
1,8	0	9	3,966
2,4	0,036	9,6	4,584
3	0,162	10,2	5,238
3,6	0,36	10,8	5,922
4,2	0,6	11,4	6,648
4,8	0,876	12	7,41
5,4	1,188	12,6	8,214
6	1,536	13,2	9,048
6,6	1,926	13,8	9,918

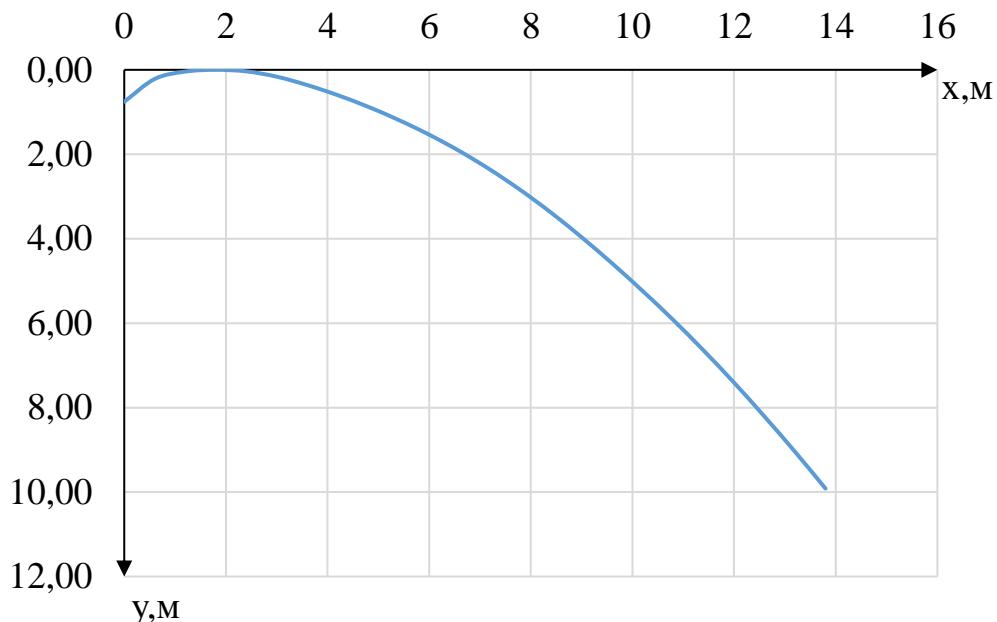


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

#### 6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом. Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_\delta)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2909^2}{(96 \cdot (6-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,2 \text{ м}, \quad (6.24)$$

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

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 96,39 - 80 = 16,4 \text{ м} \quad (6.25)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{kp}}} = \frac{16,4}{4,2} = 3,9 \quad (6.26)$$

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  (принимаем  $\varphi = 0,95$ , так как напор от 15 до 40 м) и  $\xi_{T_0}$  определяют:  $\xi_c = 0,4$ ;  $\xi_c'' = 1,9$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{\text{kp}} = 0,4 \cdot 4,2 = 1,7 \text{ м} \quad (6.27)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{\text{kp}} = 1,9 \cdot 4,2 = 8,5 \text{ м} \quad (6.28)$$

В данном случае сопряжение относится к типу не затопленного прыжка, как так  $h''_c > h_{\text{НБ}}$ , при  $h_{\text{НБ}} = 5 \text{ м}$ .

Следовательно, гасители энергии требуются.

### 6.3 Расчет энергогасящего сооружения.

#### 6.3.1 Водобойная стена

Расчет высоты водобойной стенки производится по формуле ()

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 8,4 - 4,8 = 4,4 \text{ м} \quad (6.29)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – напор на водобойной стенке.

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{aq^2}{2q(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{27,27}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 27,27^2}{2 \cdot 27,27(1,1 \cdot 8,74)^2} = 4,79 \quad (6.30)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водобойной стенкой:

$$T_0 = h_{\text{kp}} - h_{\text{ст}} = 5 - 4,4 = 0,6 \text{ м} \quad (6.31)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{kp}}} = \frac{0,6}{4,2} = 0,13 \quad (6.32)$$

Водобойная стенка полностью гасит энергию воды и мы получаем затопляемый прыжок.

### **6.3.2 Водобойная плита**

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

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_e = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h'_{c1}} = 0,15 \cdot 14,99 \cdot \sqrt{1,74} = 3 \text{ м}, \quad (6.33)$$

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

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_B) \cdot h'_{c1}} = \frac{2849}{(96 + 3 \cdot 6) \cdot 1,6} = 14,99 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.34)$$

Длина водобойной плиты равна длине гидравлического прыжка:

$$l_e = l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c + h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,5 + 1,7) = 29,35 \text{ м}. \quad (6.35)$$

### **6.3.3 Рисберма**

Участок за водобоем, предназначенный для успокоения рассеивания потока. Устанавливается после второй плиты водобоя в три ряда в шахматном порядке.

Выполняется креплением бетонных плит

Конец участка рисбермы заканчивается зубом.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_p = 0,5 \cdot \delta_e = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ м}. \quad (6.36)$$

## **6.4 Конструирование плотины.**

### **6.4.1 Определение ширины подошвы плотины**

На первом этапе заложение низовой грани для бетонной гравитационной плотины на скальном основании принимается в пределах (0,7-0,8). Оптимальный профиль такой плотины: треугольник с вершиной на отметке НПУ. Высота плотины:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 193 - 8,86 = 184,14 \text{ м} \quad (6.37)$$

где  $\nabla \text{под}$  – отметка подошвы, вычисляемая по формуле (6.38).

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{в}} = 16 - 7,14 = 8,86 \text{ м} \quad (6.38)$$

Исходя из приведённого выше условия, ширина подошвы принимается равной:

$$B_{\text{п}} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 184,14 = 128,0 \text{ м.} \quad (6.39)$$

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

Здание ГЭС разрезается швами по секции, ширина одной секции 6 м.

Температурно-усадочные швы режутся по оси быков, толщина таких швов 1 см у поверхности и 0,2 см глубже 5 м.

Для глухой бетонной плотины на скальном основании принимается разрезать также как и водосливную плотину.

Уплотнение швов выполняется в виде шпонок из асфальтной мастики.

#### **6.4.3 Быки**

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

Для плоского затвора устраивается паз. Ранее быки принимались в гидравлических расчетах. Бык разрезной. Форма верховой грани быка выполняется полукруглой. Ширина гребня по быку равна 12,35 м.

Толщина разрезного быка равна 3 м. Пазовый перешеек назначаем равным 0,8 м. Ширина автодороги с пешеходными дорожками, ограждениями равна 5,65 м.

Устраивается паз для плоского ремонтного затвора, выдвинутого в верхний бьеф с шириной 1 м.

#### **6.4.3 Галереи в теле глухой плотины.**

В теле глухой бетонной плотины устраивают продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3,45 м, высота – 3,5 м.

#### **6.4.4 Дренажные устройства**

Дренажное устанавливается после цементационной завесы для ограничения фильтрационного давления на плотину.

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве:

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

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_{max} = 0,05 \cdot 15,74 = 0,8 \text{ м} \quad (6.40)$$

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

$$h_{dp} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_3 = (0,5 \div 0,7) \cdot 10 = 4 \div 7 \text{ м} \quad (6.41)$$

Принимаем  $h_{dp}=5$  м.

## **6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.**

### **6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину.**

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

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

#### **6.5.1.1 Вес сооружения и затворов.**

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

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot \gamma_b \cdot b}{b + \delta_b} = \frac{140 \cdot 24 \cdot 16}{16 + 3} = 2829 \text{ кН/м} \quad (6.42)$$

где  $S_{nl}$  – площадь поперечного сечения плотины,  $\text{м}^2$ ;

$\gamma_b = 24 \text{ кН/м}$  – удельный вес бетона.

Площадь поперечного сечения плотины, ее точка приложения равнодействующей силы веса плотины определяются с помощью программы AutoCad.

Вес быка:

$$G_B = \frac{\gamma_b \cdot \delta_b \cdot S_{nl}}{b + \delta_b} = \frac{236 \cdot 24 \cdot 3}{16 + 3} = 894 \text{ кН/м} \quad (6.43)$$

Вес плоского затвора по формуле (6.44):

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 120 \cdot \sqrt{120} \cdot 9,81 = 709 \text{ кН} \quad (6.44)$$

где  $f$  – площадь затвора<sup>^</sup>

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (97,39 - 90,39 + 0,5) \cdot 16 = 120 \text{ м}^2 \quad (6.45)$$

Вес затвора, приведенный к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_o} = \frac{709}{16+3} = 37 \text{ кН/м} \quad (6.46)$$

### 6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды.

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

$$T_e = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 19,39^2}{2} = 1880 \text{ кН} \quad (6.47)$$

где  $h_1 = \nabla H_{ПУ} - \nabla ПОД = 96,39 - 80 = 19,39 \text{ м}$

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,64^2}{2} = 67 \text{ кН} \quad (6.48)$$

где  $h_2 = \nabla УНБ(Q_{ВХК}) - \nabla ПОД = 80,64 - 77 = 3,64 \text{ м}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{\text{еп}}^n = 10 \cdot 1,2 = 12 \text{ кН} \quad (6.49)$$

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

### 6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления.

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

$$p_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot h_2 = 10 \cdot 3,64 = 36,4 \text{ кПа} \quad (6.50)$$

Сила взвешенного давления:

$$W_{636} = p_{636} \cdot B_{nod} = 36,4 \cdot 18,97 = 569 \text{ кН} \quad (6.51)$$

#### **6.5.1.4 Сила фильтрационного давления.**

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований построена с указаниями [2].

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_\phi = S_\phi \cdot \gamma_w = 31 \cdot 10 = 310 \text{ кН} \quad (6.52)$$

где  $S_\phi$  – площадь эпюры фильтрационного давления.

#### **6.5.1.5 Давление грунта.**

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 4,27 \text{ кПа}, \quad (6.53)$$

где  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_h$  – толщина слоя наносов;

$\varphi_h$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{4,27 \cdot 1}{2} = 2,13 \text{ кН/м} \quad (6.54)$$

Боковое давление грунта, пригруженный слоем наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 0,58 \text{ кПа}, \quad (6.55)$$

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

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

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_h \cdot h_h + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = (11 \cdot 1 + 13,3 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 2,68 \text{ кПа} \quad (6.56)$$

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

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 10 = 13,3 \text{ кН/м}^3, \quad (6.57)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес сухого грунта;  
 $n_0$  – пористость сухого грунта.

$$E_{\text{ав}} = \frac{\gamma'_{\text{гр}} + \gamma''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{0,58 + 2,68}{2} \cdot 3 = 4,9 \quad (6.58)$$

Численное значение равнодействующей силы активного давления грунта на п.м. длины плотины  $E_{\text{ав}} = 0$ , так как нет грунта, который активно действует на плотину.

### 6.5.1.6 Волновое давление.

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{\gamma_w \cdot h_{1\%}}{2} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot \frac{10 \cdot 1,79}{2} \cdot \left( \frac{15,01}{\pi} + \frac{0,375}{2} \right) = 22,28 \text{ кН}, \quad (6.59)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{\pi \cdot 1,794^2}{15,01} = 0,38 \text{ м} \quad (6.60)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{15,01}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,79 = 3,61 \text{ м}. \quad (6.61)$$

### 6.5.2 Оценка прочности плотины.

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

Для удобства расчета составим таблицу 6.4, в которую можно занести все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузкам  $\gamma_f$  для каждой нагрузки соответственно.

Таблица 6.4 – Сбор нагрузок

Номер позиции	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	Тв	1	→	1879,9	5,5	10264,0
2	Тн	1	←	66,6	-1,2	-80,6
3	Gб	0,95	↓	894,3	-1,0	-815,6
4	Gпл	0,95	↓	2829,5	-3,9	-10348,8
5	Wвзв	1	↑	692,2	-	-
6	Wф	1	↑	310,0	5,2	1618,2
7	Ен	1,2	→	2,1	3,8	9,7
8	Wволн	1	→	22,3	12,8	284,7

#### Окончание таблицы 6.4

Номер позиции	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
9	qсз	0,9	↓	37,3	-5,4	-179,7
10	Wн	1	↓	12,0	10,1	120,8
			$\sum N$	6746	$\sum M$	873

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{6746}{18,97} + \frac{6 \cdot 873}{18,97^2} = -79 \text{ кПа}; \quad (6.62)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -73 \cdot 0^2 - 10 \cdot 16.39 \cdot \\ &\cdot (1 - 0^2) = -163 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.63)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 16.39 - 73) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.64)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -73 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 16.39 \cdot 0^2 = \\ &= -79 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.65)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 16.39 = -164 \text{ кПа}; \quad (6.66)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{6746}{18,97} - \frac{6 \cdot 873}{18,97^2} = -631 \text{ кПа}; \quad (6.67)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -625 \cdot 0.75^2 - 10 \cdot 5 \cdot \\ &\cdot (1 - 0.75^2) = -373 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.68)$$

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5 - 645.86) \cdot 0.75 = \\ &= 436 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.69)$$

$$\sigma_1^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 5 = -50 \text{ кПа}; \quad (6.70)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -625 \cdot (1 + 0.75^2) + 10 \cdot 5 \cdot 0.75^2 = \\ &= -950 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.71)$$

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

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

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

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

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

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

$B_d$  – ширина подошвы, равная 18,97 м;

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

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

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

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

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.5:

Таблица 6.5 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
основное сочетание нагрузок			
напряжение	кПа	напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-80	$\sigma_y^t$	-632
$\sigma_x^u$	-164	$\sigma_x^t$	-377
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	436
$\sigma_1^u$	-80	$\sigma_1^t$	-50
$\sigma_3^u$	-164	$\sigma_3^t$	-959

### 6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.72)$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка бетона В15);

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

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы;

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-164| \leq 0,95 \cdot 8900;$$

$$204 \text{ кПа} \leq 8455 \text{ кПа}.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.73)$$

-79 кПа < 0 кПа.

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.74)$$

$$|-79| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 16,39;$$

$$79 \text{ кПа} \geq 40 \text{ кПа.}$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.75)$$

$$-40 \leq 0.$$

Под всей плотиной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq R_c, \quad (6.76)$$

$$|-949| \text{ кПа} \leq 50000 \text{ кПа.}$$

где  $R_c$  – предел прочности на одноосное сжатие для скального основания [7, табл.5]

#### **6.5.4 Обоснование устойчивости плотины.**

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.77)$$

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

$$R = (G_{nl} + G_{\delta} + q_{cz} - W_{\phi} - W_{\sigma\sigma} + W_h) \operatorname{tg}\varphi + c\omega = (2829 + 894 + +37 - 310 - 692 + 12) \cdot 0,8 + 150 \cdot 29,18 = 2246 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

где  $c$  – сцепление скального грунта, кПа;

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

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_b - T_h + W_{\sigma\sigma\text{лн}} + E_h + E_{a\theta} = 1879 + 66 + 22 + 6 = 1843 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

$$\frac{2246 \cdot 0,95}{1843 \cdot 1} \geq 1,16;$$

$$1,16 \geq 1,15.$$

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

## **7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Юрской 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 Юрского ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых 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 проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

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 Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовыми актами.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого

оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

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

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

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть 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 наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему

руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Юрской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Благовещенскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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 устанавливаются дренчерные оросители.

## **7.4 Охрана природы**

### **7.4.1 Общие положения**

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Юрской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидроооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Юрской ГЭС на реке Томь являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52- ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136-ФЗ (ред. от 23.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Юрской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

## **8 Оценка объёмов реализации энергии и расходов**

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

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

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

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность, МВт	4,43	23,54	24	24
Число часов использования установленной мощности	500	5000	5000	5000
Выработка электроэнергии, МВт·ч	238807	1705630	3343063	4230000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2215	117700	120000	120000
Расходы эл. энергии на собственные нужды, МВт·ч	1,5	1,5	1,5	1,5
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	237613	1697102	3326348	4208850
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	33	1766	1800	1800
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	230,5	1709,0	3466,1	4532,9
НДС к выручки, млн. руб.	2182	115935	118200	118200

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

График выручки от реализации электроэнергии за весь период действия проекта представлен на рисунке 8.1.

## **Динамика выручки от реализации электроэнергии**

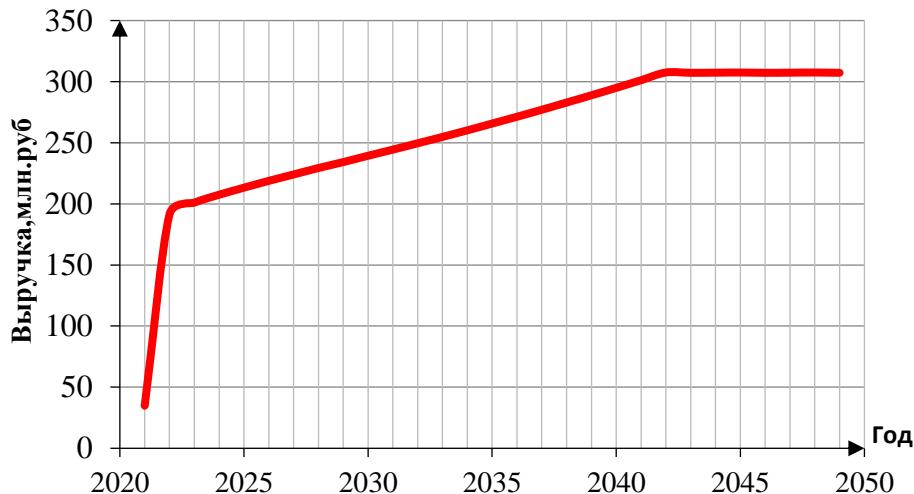


Рисунок 8.1 – Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.

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

### **8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии**

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

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

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчёте на 1 МВт установленной мощности.

Период расчёта в программе 360 месяцев, период окупаемости 106 месяцев.

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

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,20	493,2396
Прочие	274,00	529,368
Итого по ГЭС		1022,6076

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	1-5 год	5-15	16-25	Свыше 25
Величина, %	0,2	0,2	0,3	0,4

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017-2042 гг. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	27,532
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт·ч	0,223
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,64
Итого		27,532

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом РФ для реки Томь, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в 2020-2024 гг. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	53,93	168,26	274,03	309,17	309,17
Расходы на страхование, млн. руб.	0,60	15,66	50,71	100,27	152,80
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	14,36	102,56	201,01	254,34	254,34
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,04	0,98	3,17	6,27	14,33

## Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	1,84	10,43	19,33	23,23	23,23
Налог на воду, млн. руб.	3,01	17,46	31,81	37,32	37,32
Итого, млн. руб.	73,77	315,34	580,07	730,59	791,18

Величина текущих затрат представлена на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат

Вывод: основную часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления (39%) и эксплуатационные затраты (32%).

## 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18 % от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;

- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта представлены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб.	0,0	18,9	26,7	28,1	0,0
НДС, млн. руб.	0,0	0,0	3,4	37,2	0,0
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	5,0	5,1	5,1	5,1	5,0
Налог на имущество, млн. руб.	3,6	7,8	7,8	7,4	3,6
Водный налог, млн. руб.	14,7	15,0	15,0	15,0	14,7
Итого, млн. руб.	23,3	46,9	58,0	92,8	23,3

Структура налогов представлена на рисунке 8.3.

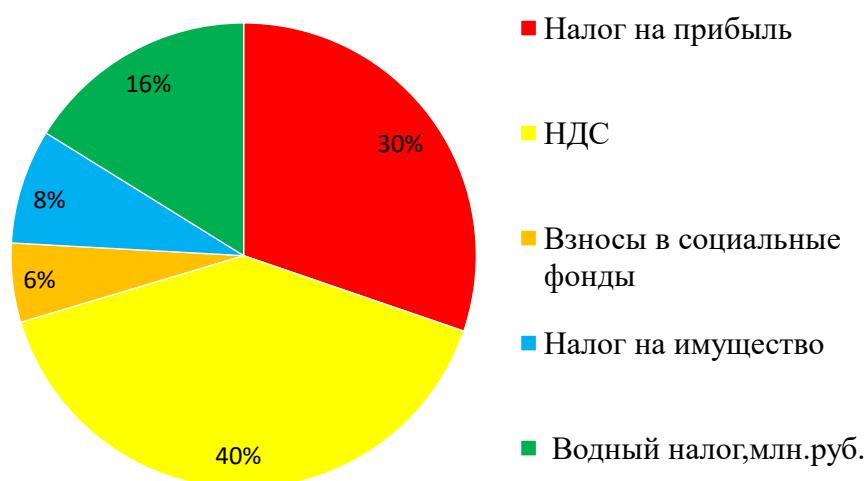


Рисунок 8.3 – Структура налогов, %

Вывод: основную часть налоговых затрат составляют налог на прибыль (46%) и НДС (40%). Данные налоги одни из самых больших для данного проекта из-за дороговизны оборудования ГЭС.

#### 8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является одним из важных показателей финансовых результатов деятельности генерирующей компании и в целом представляет разницу между ценой электроэнергии и её себестоимостью.

Основная производственная деятельность проектируемой ГЭС отображается в «Отчёте о прибылях и убытках». В отчёте определяются и

указываются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7 и на рисунке 8.4.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млрд. руб.	34,9	191,4	201,0	207,5	34,9
Текущие расходы, млрд. руб.	14,7	15,0	15,0	15,0	14,7
Валовая прибыль, млрд. руб.	20,1	176,4	186,0	192,5	20,1
Скорректированный налог на прибыль, млрд. руб.	-19,3	124,7	134,1	141,0	-19,3
Чистая прибыль, млрд. руб.	-0,3	2,1	2,2	2,4	-0,3
Ставка налога на прибыль, %				20,0	

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.4.

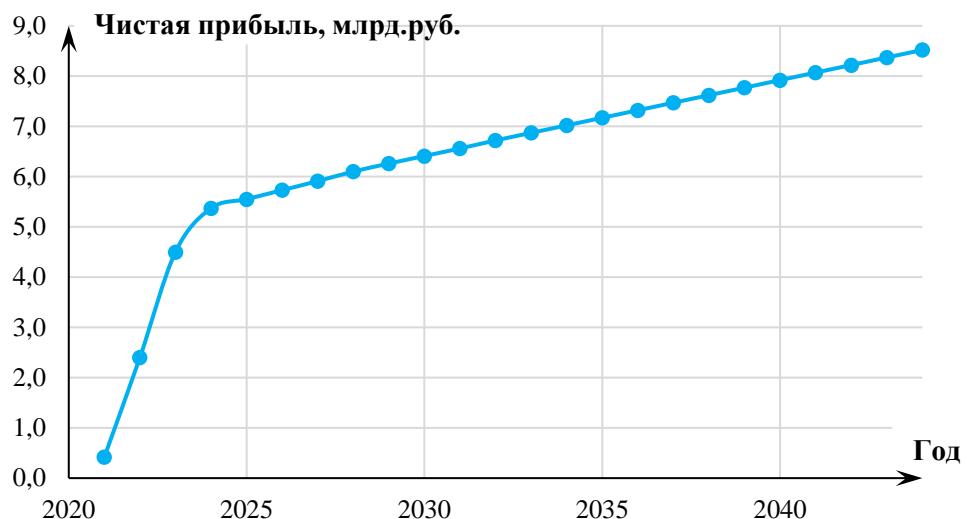


Рисунок 8.4 – График чистой прибыли

Таким образом, чистая прибыль возрастает постепенно, по мере ввода в эксплуатацию оборудования ГЭС и роста выработки электроэнергии.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.5.

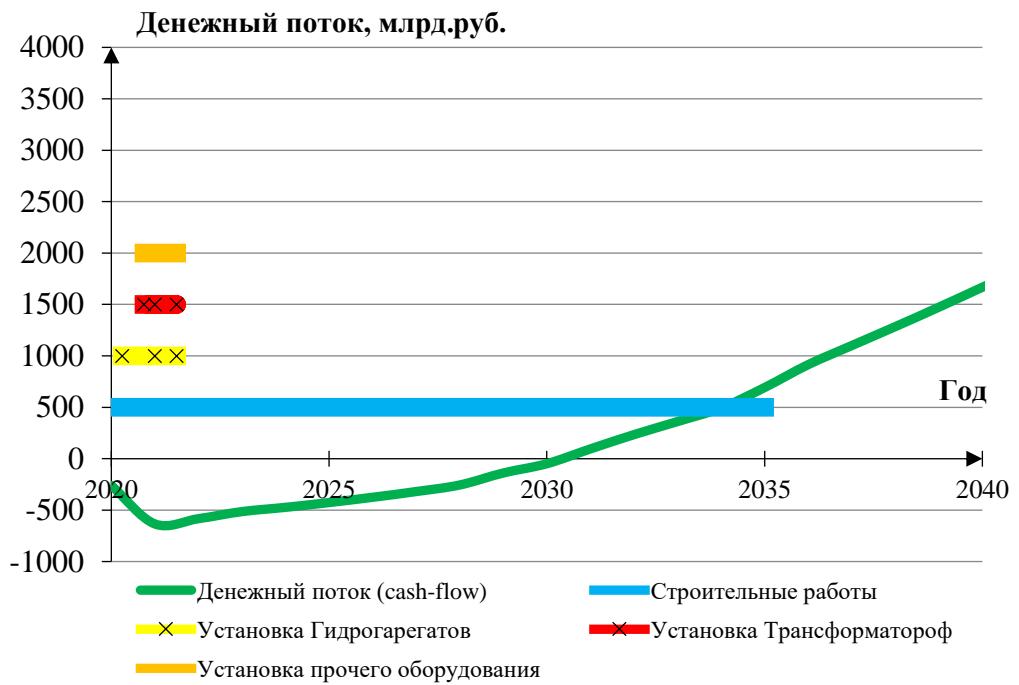


Рисунок 8.5 - Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

Таким образом, основные расходы составляет установка основного и вспомогательного оборудования, что сказывается на денежном потоке проекта. Когда оборудование установлено, то есть основные вложения закончены, денежный поток увеличивается. В конце 2027 года наблюдается точка безубыточности, денежный поток становится положительным.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### 8.5.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования составляет 30 лет.
- используемая финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчётах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчётах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Забайкальской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### **8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчётов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии. Под расходами понимаются кредитные и собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Алданской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	241
Чистый приведённый доход – NPV, млрд. руб.	135,7
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,23
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	13,63
Удельные капиталовложения, долл./кВт	0,0033

Таким образом, проект можно считать эффективным, так как он окупается за 20 лет и, индекс прибыльности больше 1 при учете большинства рисков (ставка дисконтирования 11,6%).

### **8.5.3 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн. руб.	14,7	33,9	45,1	80,3
В региональный бюджет, млн. руб.	3,6	7,8	7,8	7,4
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	18,3	41,8	52,9	87,7

На рисунке 8.6 представлено изменение налогов, поступающих в федеральный и региональный бюджет от реализации проекта.

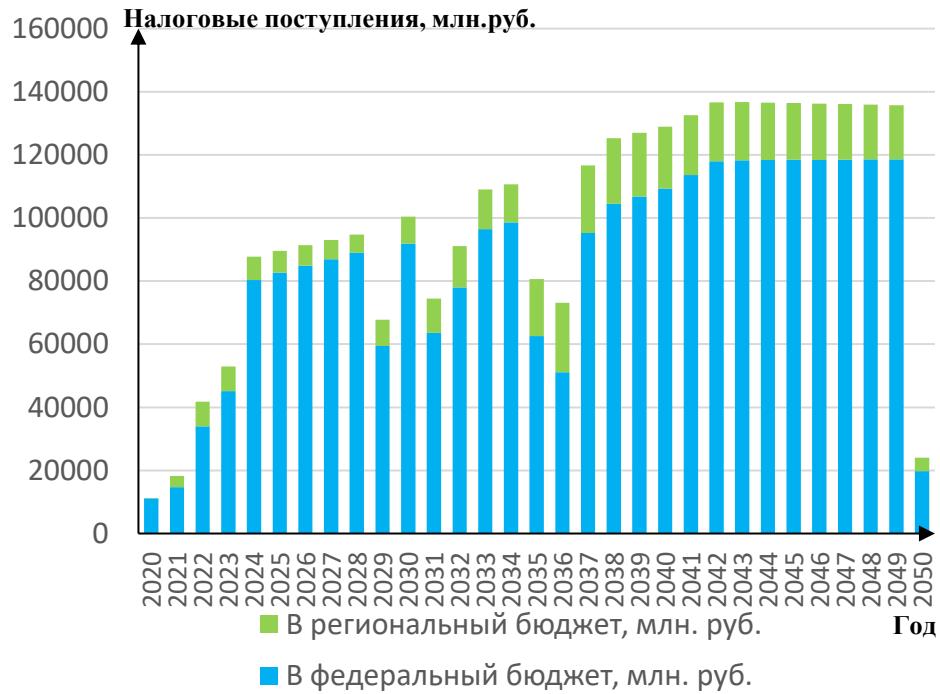


Рисунок 8.6 – Налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет, млн. руб.

Вывод: налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

## 8.6 Анализ рисков инвестиционных проектов

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объём продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставка налогов;
- Цена сбыта;
- Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертоно. На рисунке 8.11 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

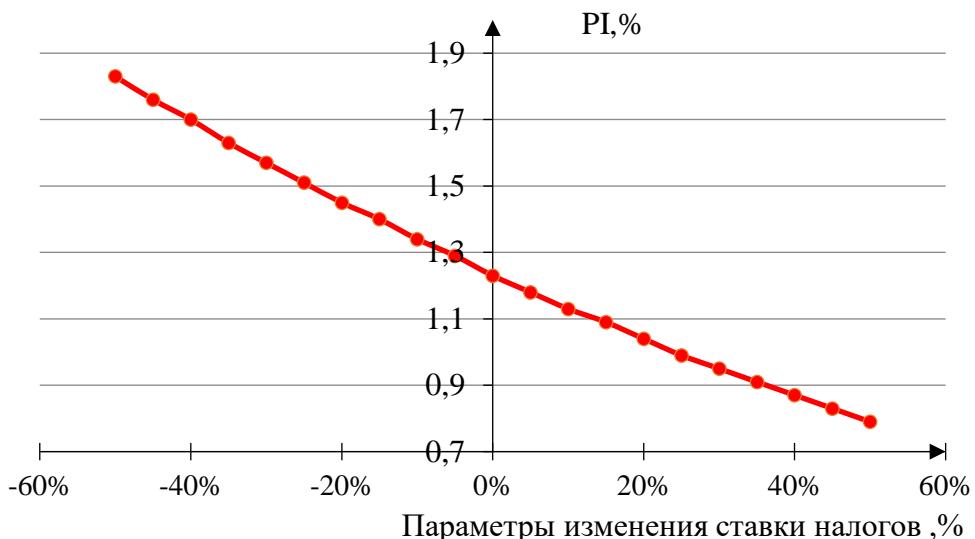


Рисунок 8.11 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Таким образом, увеличение ставки налогов приводит к понижению индекса доходности. Налоги растут, следовательно доходы проекта уменьшается, так как деньги идут на оплату налогов.

На рисунке 8.12 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

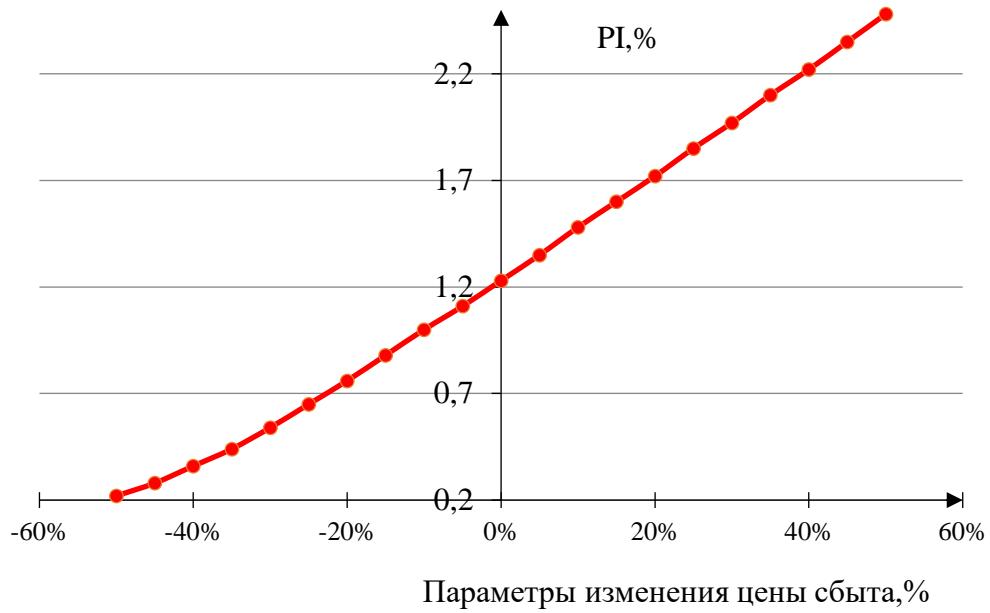


Рисунок 8.12 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта

Таким образом, при увеличении цены сбыта электроэнергии, доход проекта растёт, так как растут денежные поступления в проект.

На рисунке 8.13 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

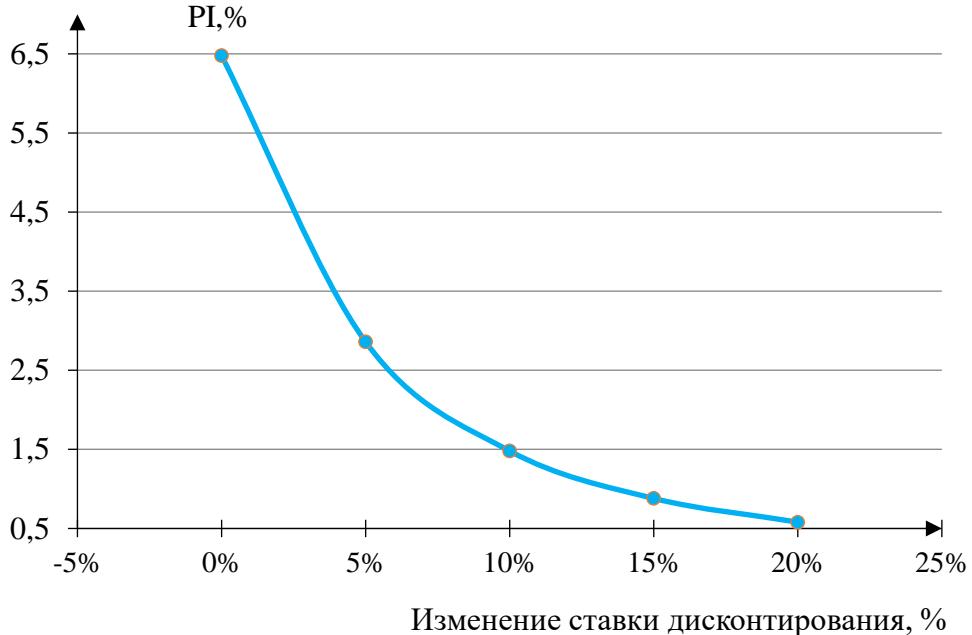


Рисунок 8.13 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Таким образом, при росте ставки дисконтирования идёт уменьшение прибыли, так как с увеличением ставки дисконтирования идёт пересчёт будущих доходов в единую стоимость.

## **9 Охрана окружающей среды**

### **9.1 Общие сведения о районе строительства**

Юргский гидроузел расположен в Кемеровской области на реке Томь в 20 км ниже города Юрга

Исток р.Томь берет свое начало из слияние 2 рек р.Уса и р.Мрассу в близи города Междуреченск длина реки 827 км площадь бассейна 20000 м<sup>2</sup>

Питание реки снеговое. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 480 мм) ;
- большое испарение с водной поверхности из-за воздействия высоких летних температур, малой относительной влажности и продолжительных сухих ветров - суховеев.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в первой половине декабря и продолжается до марта - апреля. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождовыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом . Средняя годовая температура воздуха составляет +1,3°C , абсолютный минимум -48°C, абсолютный максимум +38°C. Годовая сумма осадков около 505 мм (от 28 до 72 мм).

Основными источниками загрязнения реки Томь в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность территории в районе строительства Юргской ГЭС средняя из за умеренного климата. По берегам реки растут леса. Растительность представлена степными видами.

В районе площадки строительства Юрского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;

пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;

птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Сальского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Томь на участке строительства Юрской ГЭС представлены следующими видами: ихоокеанская и сибирская минога, осётр, стерлянь, таймень, ленок, нельма, манерка, сырок, речной сиг, муксун, хариус. т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Сал на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Томь необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Юрской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

При строительстве Юрского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Томь в нижнем бьефе Юрского гидроузла;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **9.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

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

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за

пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
  - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
  - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
  - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
  - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
  - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
  - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
  - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
  - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно- технические
  - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
  - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
  - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
  - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
  - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
  - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

## **9.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Юрский ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

Регулирование водным режимом водотока;

Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5км от ГЭС находится населенный пункт – г.Семикаракорск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Сал от сбросов Сальской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Юрга, в пределах промплощадок объектов Юрской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий , обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## **10 Оптимизация генерирующего оборудования при помощи возобновляемых источников энергии**

### **10.1 Децентрализованные системы электроснабжения в РФ**

ДСЭС в основном встречаются на территории Сибири и Дальнего востока. «Сахаэнерго» 130 ДСЭС 210МВт мощности и себестоимость (20-40 руб/кВт\*ч), что является очень дорогим даже для крупных потребителей например производств.

ДЭС нужно обеспечивать завозами топлива, что так же несет увеличения себестоимости, сжигание топлива несет экологические проблемы.

При этом ДЭС работает от до 8 часов, что влияет на социально-экономические настроения потребителей

Режим работы ДЭС в ленинском районе за 2013 г представлен в таблице 10.1

Таблица 10.1 – ДЭС режим работы в Ленинском районе 2013г

Населенный пункт	Чис-ть населения	ДГУ,шт	Тип установки	Нагрузка max/min ,кВт
г.Нюа	400	3	3хДЭУ-160	130/30
с.Турукта	200	2	2хДЭУ-160	61/18
с.Ярославский	120	4	2хДЭУ-75 2хДЭУ-60	90/22
с. Чамча	295	2	ДЭУ-200 ДЭУ-30	95/24

### **10.2 Оборудование ВИЭ**

Главной задачей, возникающей при совместной работе ВИЭ и АБ, носят оптимизационный характер. Нужно отыскать строгий баланс основного генерирующего оборудования, Б, трансформацию, преобразования. Для решений подобных проблем нужно сперва узнать потенциал энергий (ВЭС, СЭС и т.д). Для этого воспользуемся открытыми базами данных

На рисунке 10.1 Представлены параметры силы ветра

На рисунке 10.2 Интенсивность солнечной радиации

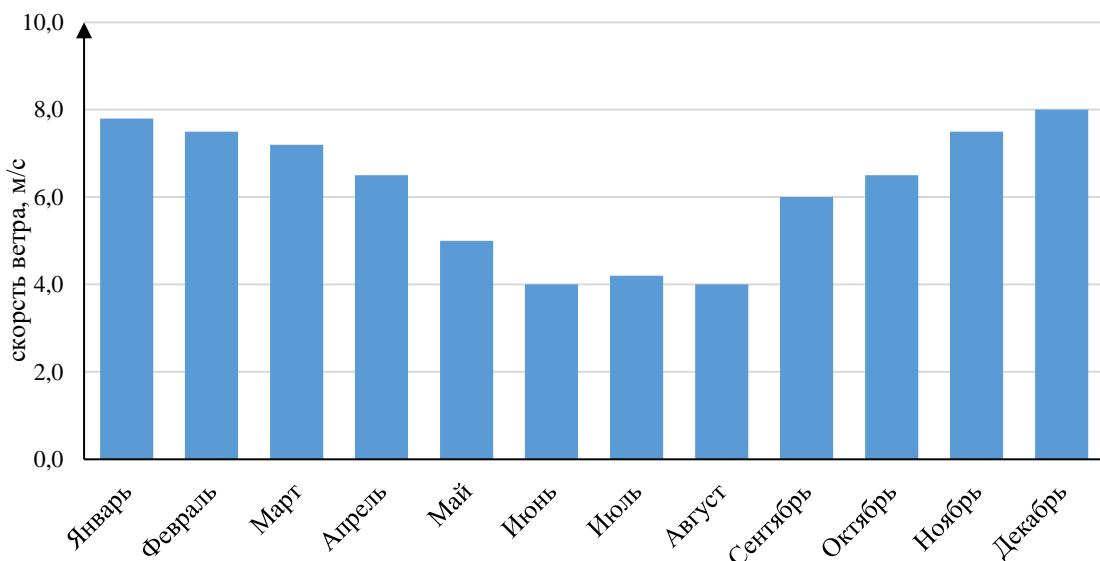


Рисунок 10.1. – Диаграмма распределения среднемесячных скоростей ветра по месяцам. БД Российской Академии Наук

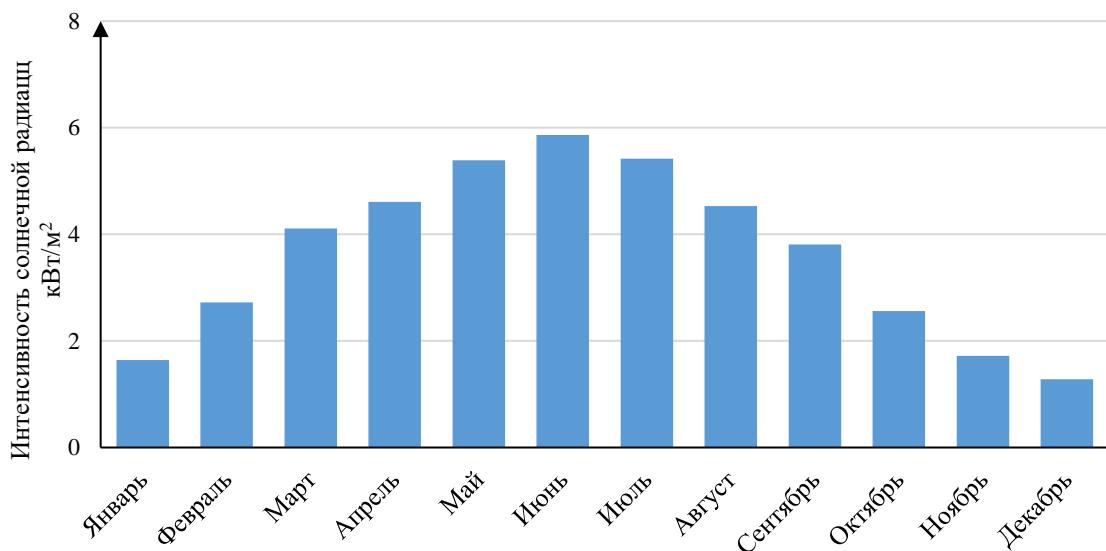


Рисунок 10.2. – Диаграмма распределения солнечной радиации на  $1 \text{ m}^2$

Существует много концепций моделирования выработки электрической энергии (СЭС), возьмем самую распространённую по паспорту завода изготовителя которая учитывает параметры окружающей среды угол падения солнечных лучей, на ВАХ, также за модель (ВЭС) возьмем расчет куба скорости ветра действующее на полезную площадь ветроколеса и КПД.

Выработка электрэнергии осуществляется при помощи 2 формул 10.1 для СП, 10.2 для ВЭС

$$P_{\text{сп}} = P_{\text{исп}} \cdot m \quad (10.1)$$

где  $P_{\text{исп}}$  - мощность инсоляции на земной поверхности  
 $m$  – площадь солнечных панелей в  $\text{m}^2$

$$P_B = \frac{V^3}{2} \cdot \rho \cdot S \quad (10.2)$$

где  $V$  – скорость потока воздушных масс  $\frac{\text{м}}{\text{с}}$

$\rho$  – Плотность воздуха  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^2}$

$S$  – Площадь рабочей части лопастей  $\text{м}^2$

Нужно взять исходные данные от которых можно отталкиваться такие как количество ветроустановок и площадь покрытия солнечных батарей.

Рассмотрим:

- ВУ «Exmork 2.5 кВт, 48 в» Номинальная мощность 2,5кВт,200шт рисунок 10.3 ветроустановка имеет 3,8 м<sup>2</sup> полезной площади ветроколеса
- СП «ФСМ-30П» Номинальная мощность 30Вт размер (525 x 445 мм) 13333 шт рисунок 10.4.

Итого мы получаем 30-80 кВт энергии в зависимости от времени года и климатических условий. Это половина от средней мощности ДЭС.



Рисунок 10.3 - «Exmork 2.5 кВт, 48 в»

Подсчеты связанные с выработкой электроэнергии ВУ представлены в таблице 10.2

Таблица 10.2 – Энергетические расчеты для ВУ

Месяц	Скорость ветра $\frac{м}{с}$	Максимальная мощность $\frac{кВт}{ч}$	Мощность ВУ $\frac{кВт}{ч}$
Январь	7,8	5,17	463,43
Февраль	7,5	4,59	411,99
Март	7,2	4,06	364,50
Апрель	6,5	2,99	268,19
Май	5	1,36	122,07
Июнь	4	0,70	62,50
Июль	4,2	0,81	72,35
Август	4	0,70	62,50
Сентябрь	6	2,35	210,94
Октябрь	6,5	2,99	268,19
Ноябрь	7,5	4,59	411,99
Декабрь	8	5,57	500,00



Рисунок 10.4 - «ФСМ-30П»

Подсчеты связанные с выработкой электроэнергии ВУ представлены в таблице 10.3

Таблица 10.3 - Энергетические расчеты для СП

Месяц	Солнечная энергия	Общая площадь панелей м <sup>2</sup>	Кол-во панелей ,шт	Мощность СП кВт ч
Январь	1,64	3066	13333	111,95
Февраль	2,72			185,67
Март	4,11			280,55
Апрель	4,61			314,68
Май	5,39			367,92
Июнь	5,86			400,00
Июль	5,42			369,97
Август	4,53			309,22
Сентябрь	3,81			260,07
Октябрь	2,56			174,74
Ноябрь	1,72			117,41
Декабрь	1,28			87,37

### 10.3.Совместная работа возобновляемых источников энергии и ДЭС

Нужно рассмотреть совместную работу ВИЭ и ДЭС схема представлена на рисунке 10.5

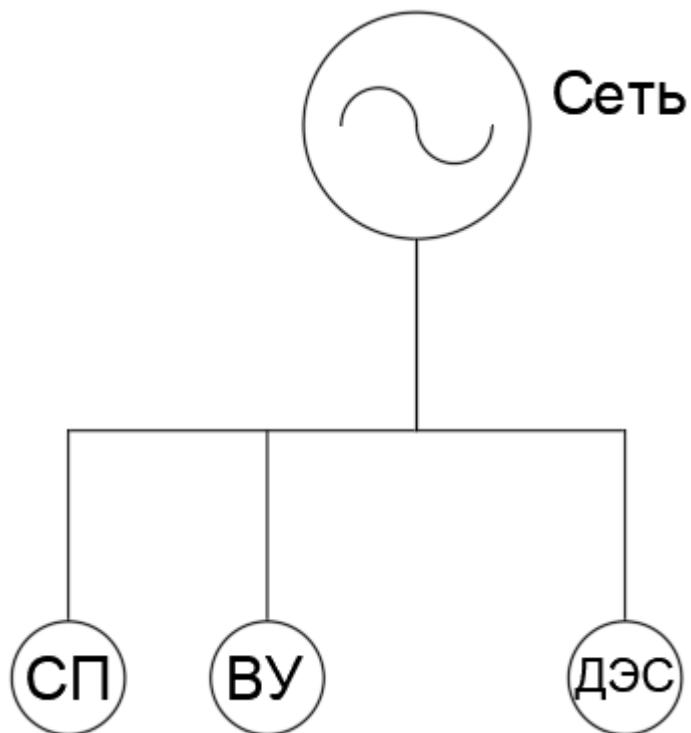


Рисунок 10.5 Схема включения энергоустановок

Нужно учесть, что для северных районов России важна не только электроэнергия, но и теплоэнергия поэтому полностью убрать ДЭС мы не можем, но можем заместить их в пиках энергопотребления поэтому ДЭС будет работать в базе, а все перепады и пики будет гасить ВИЭ.

Основываясь на данных выше составим таблицу 10.4 потребления электроэнергии в данном регионе на сегодняшний момент

Таблица 10.4 – Потребления электроэнергии без учета ВИЭ

Месяц	Система	ДЭС max	ДЭС min среднее
Январь	1062	1300	815
Февраль	1062	1300	815
Март	1062	1300	815
Апрель	1062	1300	815
Май	1062	1300	815
Июнь	1062	1300	815
Июль	1062	1300	815
Август	1062	1300	815
Сентябрь	1062	1300	815
Октябрь	1062	1300	815
Ноябрь	1062	1300	815
Декабрь	1062	1300	815

Добавим в нашу систему ВИЭ и сравним результаты в таблице 10.5 и на рисунках 10.6-10.7

Таблица 10.5 – Потребления электроэнергии с учетом ВИЭ

	Система	ДЭС среднее	ВУ	СП
Январь	1062	520	463	112
Февраль	1062	520	412	186
Март	1062	500	365	281
Апрель	1062	480	268	315
Май	1062	580	122	368
Июнь	1062	600	63	400
Июль	1062	620	72	370
Август	1062	700	63	309
Сентябрь	1062	600	211	260
Октябрь	1062	620	268	175
Ноябрь	1062	540	412	117
Декабрь	1062	450	500	87

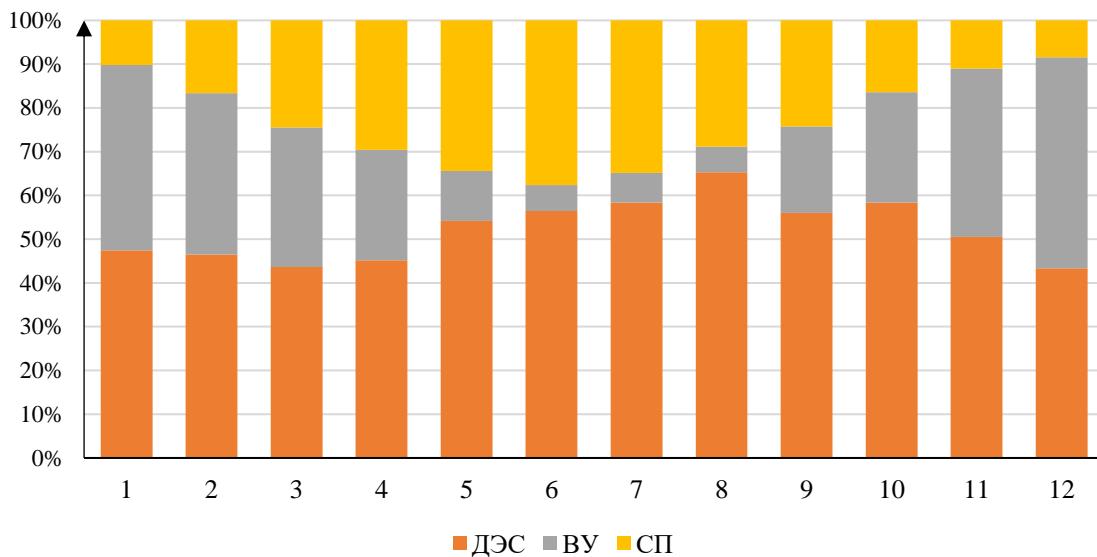


Рисунок 10.6 График выработки электрической энергии совместно ДЭС и ВИЭ

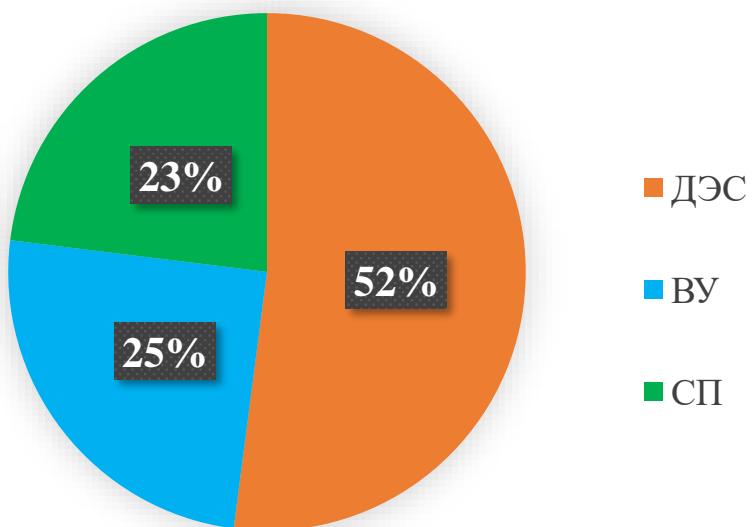


Рисунок 10.7 Отношения ДЭС и ВИЭ

**Вывод:** Из данных графиков делаем вывод что мы сократили ДЭС в системе на 52%, что уменьшит сгорания топлива ,уменьшит затраты на его ввоз увеличит длительность работы оборудования ДЭС ,уменьшит негативное влияние на экологию, а также не повлияет на выработку тепла для данного региона. Также мы получим более устойчивую систему окупаемость проекта составляет 3 года учитывая низкую себестоимость электроэнергии и уменьшения завоза топлива для ДЭС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен расчет и определены основные элементы и параметры Юрского гидроузла на реке Томь, который является сооружением III класса. В ходе водо-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС, для чего было построено режимное поле. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с 3 гидротурбинами ПЛ 20 В 315. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был выбран серийный гидрогенератор ГС 525/59-32 с номинальной активной мощностью 8 МВт. Была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ 110 кВ «полуторная», с 2-мя присоединениями.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла – русловая. Водосливная плотина принята бетонной. Две грунтовых плотины: правобережная и левобережная. В состав сооружений входят: – грунтовая левобережная плотина; – водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом; – здание ГЭС; – грунтовая правобережная плотина. Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины: – число водосливных отверстий – 6 шт; – ширина водосливных отверстий в свету – 16 м. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,16 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Эвенкийского гидроузла отвечает требованиям надежности, сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП. В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды и пожарной безопасности. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели: – срок окупаемости – 240 месяцев;

В ходе проработки специального вопроса была смоделирована система работающая в изолированных сетях, совместной генерации ДЭС и ВИЭ.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Затеева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru/>.
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] : feder. 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] : feder. 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] : feder. 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."Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях" от 30.12.2001 N 195-ФЗ (ред. от 18.03.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 29.03.2019)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1933	116	99	86	808	1211	750	666	653	579	353	110	122	463
1934	111	92	87	188	1585	1447	828	754	616	579	222	145	554
1935	129	110	102	345	2487	1312	713	601	374	286	155	138	563
1936	101	87	74	273	1763	2127	1841	835	693	431	283	183	724
1937	168	131	116	279	3163	2033	1273	801	511	508	368	182	794
1938	144	129	110	1277	1861	1918	1615	1174	828	683	464	190	866
1939	199	162	137	1030	2100	1245	1154	707	398	334	155	138	646
1940	128	81	101	942	1423	1225	841	599	535	390	188	204	555
1941	159	141	128	575	3029	2114	1242	804	607	538	266	175	815
1942	175	141	128	565	2059	1427	1309	976	498	607	311	229	702
1943	141	128	104	902	1508	1454	882	522	374	269	114	99	541
1944	90	74	101	848	1164	1279	1050	765	508	411	143	102	544
1945	98	87	61	754	1319	680	693	532	303	234	141	121	418
1946	108	94	87	814	1306	1783	1164	952	1110	969	437	246	756
1947	229	185	165	1548	1306	1545	1333	1146	737	463	182	199	753
1948	166	141	178	1137	1918	1420	1225	707	485	478	260	168	690
1949	162	141	111	983	2019	1447	1117	633	495	404	148	153	651
1950	131	114	115	323	2584	2201	855	653	540	374	135	136	680
1951	101	94	75	801	1460	902	693	461	303	266	141	125	452
1952	99	87	81	434	2058	1730	1285	878	505	374	155	141	652
1953	128	101	121	1030	1420	1158	681	498	330	276	141	110	499
1954	104	94	81	188	2086	1884	1857	794	680	407	328	179	724
1955	121	98	91	868	1642	1077	747	444	404	434	202	142	522
1956	84	74	73	956	1198	1393	1259	693	767	478	363	141	623
1957	128	94	93	1124	1555	2248	1292	935	693	572	538	226	792
1958	144	128	127	1353	2160	2517	2382	1320	747	599	390	191	1005
1959	118	114	114	1191	1898	1810	1248	713	518	326	182	142	698
1960	114	108	104	498	2066	1918	1669	1036	835	491	330	225	783
1961	172	155	151	1857	1481	1945	1326	1087	848	600	289	236	846
1962	175	155	155	1380	1511	1359	700	498	337	303	141	128	570
1963	108	106	202	511	1265	1548	811	552	434	363	478	204	549
1964	155	94	87	337	1905	1299	989	633	390	269	168	128	538
1965	118	101	104	888	2066	1070	663	387	606	478	249	187	576

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1966	135	128	114	855	2874	2369	1548	760	431	283	162	128	815
1967	101	87	94	660	1110	942	855	1259	727	458	209	131	553
1968	94	74	252	1191	1541	1067	579	458	343	283	141	125	512
1969	87	67	74	861	3392	2837	1528	835	767	787	377	189	983
1970	141	121	135	1454	1534	2160	1208	875	673	626	276	188	783
1971	127	115	118	1370	1908	1610	1326	650	431	297	164	106	685
1972	98	85	85	1225	1666	1329	1105	703	511	423	309	186	644
1973	138	115	113	1483	1909	1906	1635	857	519	378	228	146	786
1974	105	83	97	1223	1199	996	541	376	355	557	184	116	486
1975	97	84	84	956	1349	2156	1197	580	370	416	217	102	634
1976	104	71	81	734	1654	1244	875	952	503	615	232	139	600
1977	117	98	103	1585	1883	1532	854	767	600	534	362	136	714
1978	114	108	121	1514	1339	1090	774	742	454	361	249	129	583
1979	128	114	114	532	2066	1743	929	572	612	451	437	222	660
1980	138	108	114	734	1245	1346	929	633	478	337	242	175	540
1981	108	98	91	922	1218	956	808	485	424	357	182	121	481
1982	94	98	91	1033	1100	976	693	572	337	363	303	101	480

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Использование водной энергии

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

P,%	Годы	Qср.год, м3/с	Годы	Q меж, м3/с	Годы	Q половод, м3/с
2	1958	1005	1938	364	1958	1946
4	1969	983	1946	355	1969	1891
6	1938	866	1961	349	1966	1681
8	1961	846	1969	335	1938	1569
10	1966	816	1957	335	1973	1558
12	1941	815	1958	332	1941	1553
14	1937	794	1947	309	1961	1540
16	1957	792	1970	309	1937	1510
18	1973	786	1942	298	1960	1505
20	1960	783	1979	297	1936	1452
22	1970	783	1941	288	1970	1446
24	1946	755	1937	283	1957	1431
25	1947	753	1977	279	1947	1376
27	1936	724	1963	271	1971	1373
29	1954	724	1948	268	1959	1372
31	1977	714	1954	268	1950	1367
33	1942	702	1960	267	1954	1362
35	1959	698	1956	262	1977	1324
37	1948	690	1976	249	1946	1316
39	1971	685	1972	242	1948	1281
41	1950	680	1973	234	1952	1277
43	1979	660	1967	233	1942	1267
45	1952	652	1940	232	1975	1248
47	1949	651	1965	232	1939	1247
49	1939	647	1949	231	1949	1240
51	1972	644	1980	227	1972	1206
53	1975	634	1978	219	1979	1168
55	1956	623	1939	218	1956	1129

## Продолжение приложения Б

### Окончание таблицы Б.1

P, %	Годы	Qср.год, м <sup>3</sup> /с	Годы	Q меж, м <sup>3</sup> /с	Годы	Q половод, м <sup>3</sup> /с
57	1976	600	1959	216	1976	1092
59	1978	583	1974	214	1978	1092
61	1965	576	1955	213	1935	1092
63	1962	570	1952	206	1962	1089
65	1935	563	1936	205	1965	1059
67	1940	555	1944	204	1943	1054
69	1934	555	1934	200	1934	1051
71	1967	553	1962	199	1964	1033
73	1963	549	1982	198	1944	1021
75	1944	545	1966	197	1940	1006
76	1943	541	1981	197	1967	1000
78	1980	540	1975	196	1980	977
80	1964	538	1971	194	1968	967
82	1955	523	1933	193	1953	957
84	1968	512	1950	190	1955	956
86	1953	500	1968	187	1963	937
88	1974	486	1935	185	1981	878
90	1981	481	1964	184	1982	875
92	1982	480	1943	176	1974	867
94	1933	463	1953	172	1951	863
96	1951	452	1951	158	1933	841
98	1945	419	1945	149	1945	796

## Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Баланс энергии

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	139	80	76	518	1619	1241	937	588	354	232	154	112
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	80	80	80	81	83	82	82	81	81	81	80	80
$H, \text{м}$	16	16	16	15	14	14	15	15	15	16	16	16
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	20	11	11	70	195	155	121	79	48	32	22	16
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
$H, \text{м}$	15	15	15	16	16	16	16	16	15	15	15	15
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-29	-38	-38	21	145	106	72	30	-1	-17	-27	-33

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в январе

Суточная сработка (январь)														
<i>t</i>	<i>Q<sub>пол</sub></i>	<i>Q<sub>нб</sub></i>	<i>Q<sub>сп</sub></i>	<i>Q<sub>вдхр</sub></i>	<i>Q<sub>гэс</sub></i>	<i>V<sub>нач</sub></i>	<i>V<sub>кон</sub></i>	<i>Z<sub>н(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>к(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>ср(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>нб</sub></i>	<i>H<sub>гэс</sub></i>	<i>N<sub>гэс</sub></i>	<i>N<sub>раб</sub></i>
3:00	139	170	40	31	170	0,0150	0,0149	96,39	96,37	96,38	80,39	15,99	24	24
4:00	139	170	40	31	170	0,01	0,0148	96,37	96,34	96,35	80,39	15,97	24	24
5:00	139	171	40	32	171	0,01	0,0147	96,34	96,31	96,33	80,39	15,94	24	24
6:00	139	170	40	31	170	0,01	0,0146	96,31	96,29	96,30	80,39	15,91	24	24
7:00	139	170	40	31	170	0,01	0,0144	96,29	96,26	96,27	80,39	15,89	24	24
8:00	139	170	40	31	170	0,01	0,0143	96,26	96,23	96,25	80,39	15,86	24	24
9:00	139	171	40	32	171	0,01	0,0142	96,23	96,20	96,22	80,39	15,83	24	24
10:00	139	171	40	32	171	0,01	0,0141	96,20	96,18	96,19	80,39	15,80	24	24
11:00	139	171	40	32	171	0,01	0,0140	96,18	96,15	96,16	80,39	15,77	24	24
12:00	139	172	40	33	172	0,01	0,0139	96,15	96,12	96,13	80,39	15,74	24	24
13:00	139	172	40	33	172	0,01	0,0137	96,12	96,09	96,10	80,39	15,71	24	24
14:00	139	172	40	33	172	0,01	0,0136	96,09	96,06	96,07	80,39	15,68	24	24
15:00	139	173	40	34	173	0,01	0,0135	96,06	96,02	96,04	80,39	15,65	24	24

## Окончание приложения Б

### Окончание таблицы Б.3

Суточная сработка (январь)														
<i>t</i>	<i>Q<sub>пол</sub></i>	<i>Q<sub>нб</sub></i>	<i>Q<sub>сп</sub></i>	<i>Q<sub>вдхр</sub></i>	<i>Q<sub>гэс</sub></i>	<i>V<sub>нач</sub></i>	<i>V<sub>кон</sub></i>	<i>Z<sub>н(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>к(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>ср(вб)</sub></i>	<i>Z<sub>нб</sub></i>	<i>H<sub>гэс</sub></i>	<i>N<sub>гэс</sub></i>	<i>N<sub>раб</sub></i>
16:00	139	173	40	34	173	0,01	0,0134	96,02	95,99	96,01	80,39	15,61	24	24
17:00	139	173	40	34	173	0,01	0,0133	95,99	95,96	95,98	80,39	15,58	24	24
18:00	139	174	40	35	174	0,01	0,0131	95,96	95,93	95,94	80,40	15,55	24	24
19:00	139	174	40	35	174	0,01	0,0130	95,93	95,89	95,91	80,40	15,51	24	24
20:00	139	175	40	36	175	0,01	0,0129	95,89	95,86	95,88	80,40	15,48	24	24
21:00	139	40	40	-99	40	0,01	0,0132	95,86	95,95	95,91	80,09	15,81	6	6
22:00	139	40	40	-99	40	0,01	0,0136	95,95	96,05	96,00	80,09	15,91	6	6
23:00	139	41	40	-98	41	0,01	0,0139	96,05	96,14	96,09	80,09	16,00	6	6
0:00	139	41	40	-98	41	0,01	0,0143	96,14	96,22	96,18	80,09	16,09	6	6
1:00	139	40	40	-99	40	0,01	0,0146	96,22	96,31	96,27	80,09	16,17	6	6
2:00	139	40	40	-99	40	0,01	0,0150	96,31	96,39	96,35	80,09	16,26	6	6

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Интегральная кривая нагрузки января

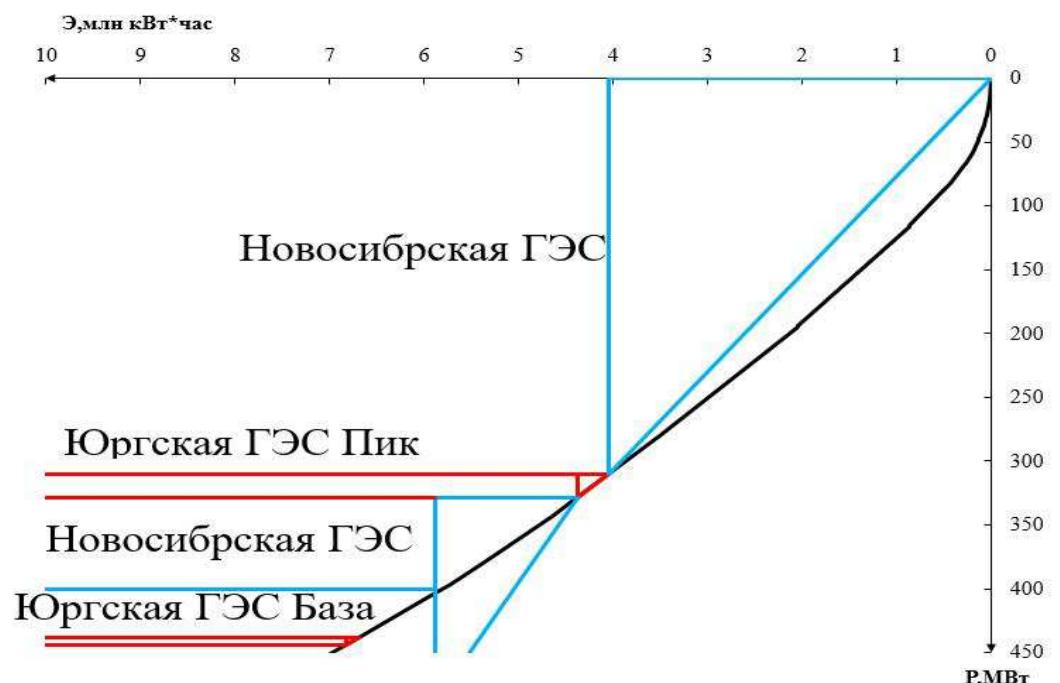
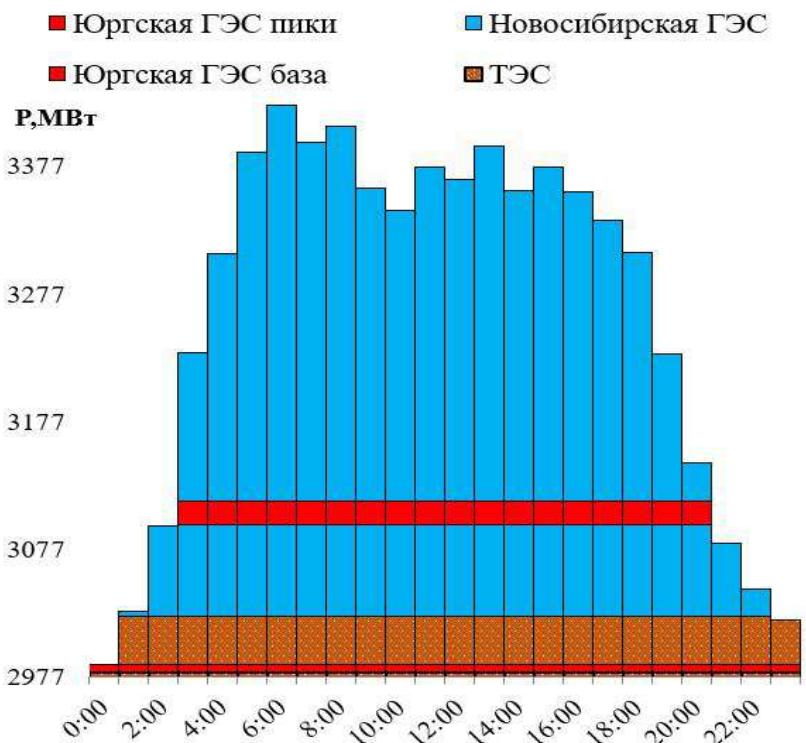


Рисунок В.1 – ИКН января

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Характеристика турбины ПЛ 20 В 315

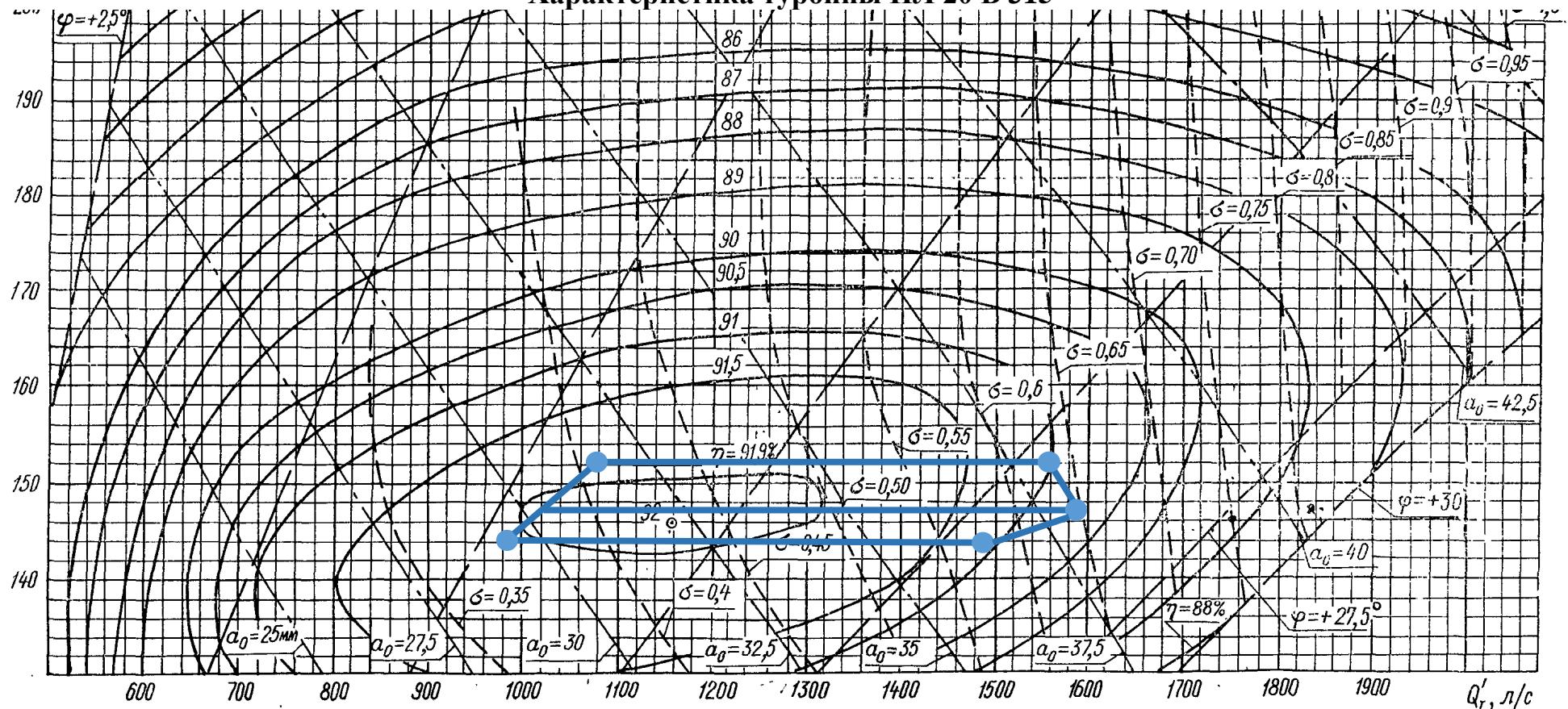


Рисунок Г.1 – Универсальная характеристика ПЛ 20 В 3.15

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	O.e.	I.e.
Продольная дифференциальная защита ГГ	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,58 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Ток начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,95 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,85 A
Защита от замыкания на землю	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 2 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	0,15 -
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	2 ст-нь	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_{\text{ном.г}}$ 147 B
		1 ст-нь	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_{\text{ном.г}}$ 126 B
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,28 A
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,67 A
		Отсечка	$I_{2\text{ОТС}}$	$0,4 \cdot I_H$ 1,575 A
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,22 A
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,34 A
		Отсечка	$I_{1\text{ОТС}}$	$1,53 \cdot I_H$ 6 A
Дистанционная защита	$Z <$	1 ст-нь	$Z_1$	0,63 2,4 Ом
		2 ст-нь	$Z_2$	0,33 13,69Ом
Защита ротора от перегрузки ГГ	$I_P$	СО	$I_P \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{f\text{НОМ}}$ 1,45 A
		ПО	$I_P \text{ ПУСК.}$	$1,22 \cdot I_{f\text{НОМ}}$ 2,04 A
		Отсечка	$I_P \text{ ТО}$	$2,19 \cdot I_{f\text{НОМ}}$ 3,74 A

## Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений

Защиты				Отключение выключателя		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖКТ ГГ		Отключение В2		Предупредительный сигнал		Отключения В4		
Наименование	Обозначение			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Продольная диф. защита ГГ	$I\Delta G$																+	
Защита от замыкания на землю	$U_{0G}$	$t_1$		+	+	+												
		$t_2$		+	+	+												
		$t$		+	+													
Защита от повышения напряжения ГГ	$U >$	1 ст-нь $t_1$		+	+													
		2 ст-нь $t_2$		+	+													
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок		$I_2$	СО														+	
			ИО		+	+												
			OTC I	$t_1$												+		
				$t_2$													+	
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО															+	
		ИО		+	+													
		OTC	$t_1$													+		
			$t_2$	+	+												+	
Дистанционная защита	$Z <$	1 ст-нь	$t_1$													+		
			$t_2$	+	+	+	+										+	
		2 ст-нь	$t_1$													+		
			$t_2$	+	+	+												
Защита ротора от перегрузки ГГ	$I_p$	СО															+	
		ИО		+	+													
		Отсечка		+	+													

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 Юрской ГЭС на реке Томь. Оптимизация генерирующего  
оборудования при помощи возобновляемых источников энергии  
тёма

Руководитель

 03.04.15  
зав. кафедрой ггээс  
подпись, дата  
кандидат технических  
наук  
должность, ученая степень

А.А.Ачитаев  
ициалы, фамилия

Выпускник

 03.04.20  
подпись, дата

Д.В.Непомнящий  
ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Юргской ГЭС на реке Томь. Оптимизация генерирующего оборудования при помощи возобновляемых источников энергии

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

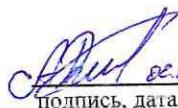
Водно-энергетические расчёты

Зайд 29.06.20 8.10. Затеев

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

  
подпись, дата

А.В. Красненко  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

  
подпись, дата

А.Б. Щукин  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

  
подпись, дата

Я.Б. Щукин  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

  
подпись, дата

Н.П. Ульянова  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата

М.Гулъяров  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

  
подпись, дата

К.Г. Солнцев  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

  
подпись, дата

А.А. Таширова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

В.В. Керанов  
инициалы, фамилия