

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

институт

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

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

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код-наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА.  
ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И  
СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК,  
ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ  
ОБСЛУЖИВАНИЯ).**

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

Доцент кафедры ГГЭС  
Саяно-Шушенского  
филиала СФУ  
должность, ученая степень

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Ф.В. Сидеев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кондомской ГЭС на реке Кондома. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)».

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

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КОНДОМСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
2 Водно-энергетические расчёты .....	13
2.1 Исходные данные .....	13
2.2 Выбор маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока .....	13
2.3 Определение типа регулирования .....	17
2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы .....	17
2.4 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы .....	19
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	21
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.	24
2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС .....	25
2.8 Баланс мощности.....	25
2.9 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году .....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Построение режимного поля .....	27
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	28
3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины .....	30
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	32
3.5. Расчет вала на прочность .....	33
3.6. Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	33
4 Электрическая часть.....	35
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд .....	35
4.2. Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий .....	36
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы .....	37
4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	37
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	38
4.4 Выбор синхронных генераторов .....	40

4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40
4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета ....	41
4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	42
4.8 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	43
4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	45
4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	46
4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	47
4.12 Выбор параметров ОРУ .....	48
4.12.1. Выбор выключателей и разъединителей .....	48
4.12.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	48
<b>5 Релейная защита и автоматика .....</b>	<b>50</b>
5.1 Перечень защит основного оборудования .....	50
5.2 Расчёт номинальных токов .....	51
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	52
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	52
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	54
5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ).....	57
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ).....	57
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	61
5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1<$ ), ( $Z_2<$ ) .....	62
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	66
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	68
5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит .....	69
<b>6 Компоновка и сооружения гидроузла .....</b>	<b>71</b>
6.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	71
6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	71
6.3 Определение ширины водосливного фронта .....	73
6.4 Определение отметки гребня водослива.....	75
6.5 Проверка пропуска проверочного расхода .....	76
6.6 Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицерова...	77
6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	78
Расчет водобойной стенки .....	79
6.8 Конструирование бетонной плотины .....	83
6.8.1 Определение ширины подошвы .....	83

6.8.2 Разрезка бетонных плотин швами .....	84
6.8.3 Быки.....	84
6.8.4 Галереи в теле плотины.....	85
6.8.5 Элементы подземного контура плотины.....	85
6.9 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа .....	86
6.9.1 Водобой .....	86
6.9.2 Рисберма.....	86
6.10 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы ...	87
6.11 Определение основных нагрузок на плотину .....	88
6.11.1 Вес сооружения и затворов .....	88
6.11.2 Сила гидростатического давления воды .....	89
6.11.3 Волновое давление .....	89
6.11.4 Фильтрационное и взвешивающее давление .....	90
6.12 Расчет прочности плотины .....	90
6.13 Критерии прочности плотины .....	93
6.14 Расчет устойчивости плотины .....	94
7 Охрана труда. Пожарная безопасность.....	95
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	95
7.2 Пожарная безопасность .....	95
7.3 Охрана труда .....	97
8 Охрана окружающей среды .....	96
8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС .....	96
8.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.....	97
8.3 Обращение с отходами.....	97
9 Технико-экономические показатели .....	100
9.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	100
9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	100
9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии.....	100
9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации .....	102
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	103
9.3 Оценка инвестиционного проекта.....	105
9.3.1 Методология и исходные данные .....	105
9.3.2 Коммерческая эффективность .....	106
9.3.3 Бюджетная эффективность .....	106
9.4 Анализ чувствительности .....	107
10 Пневмохозяйство ГЭС .....	110

10.1 Назначение пневматического хозяйства ГЭС.....	110
10.2 Состав оборудования ГЭС .....	111
10.3 Типы компрессорных установок: .....	113
10.4 Выбор для определенного состава потребителей.....	114
10.5 Технологические схемы пневматического хозяйства .....	117
10.6 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания пневматического хозяйства ГЭС.....	119
10.7 Управление и контроль состояния .....	123
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>124</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>126</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходный гидрологический ряд.....</b>	<b>130</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты.....</b>	<b>117</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Режимное поле.....</b>	<b>121</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г Параметры и характеристики гидротурбины .....</b>	<b>122</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д Сбор нагрузок на водосливную плотину .....</b>	<b>126</b>

# СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КОНДОМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Кондома;
2. Местонахождение ГЭС ..... Кемеровская область;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 130 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 582 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 746 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 1044 м<sup>3</sup>/с;
  - в) минимальный ..... 64 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 266 м;  
ФПУ ..... 267 м;  
УМО ..... 263,13 м
  - в) объемы:  
полный ..... 5,76 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 1,586 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 19,4 м;
  - б) расчетный ..... 17,3 м;
  - в) минимальный ..... 15,9 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 53 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 168 млн. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина):
  - а) левобережная насыпная ..... 186,3 м;
  - б) правобережная насыпная ..... 233,6 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) станционная ..... 78,8 м / 24,7 м;
10. Водосбросные сооружения
- 10.1 Поверхностный водослив
  - а) число и размер пролетов ..... 2×5;
  - б) общая длина ..... 14 м;
  - в) максимальная высота ..... 24,7 м;
- 10.2 Донный водосброс
  - а) число и форма сечения ..... 2× и прямоугольные;
  - б) размеры сечения ..... 3×3 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... руслоное;
  - б) число агрегатов ..... 2;
  - б) грунты в основании ..... скальный грунт-гранит;

в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;  
г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;

12.Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ20-В-500;  
б) тип генератора ..... ВГС 700/100-48;  
в) мощность генератора ..... 26,5 МВт;  
г) частота вращения ..... 125 об/мин;  
д) тип трансформаторов ..... ТД-40000/220У1;

13.Технико-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения ..... 51270,67 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии ..... 0,29 руб/кВт·ч;  
в) срок окупаемости ..... 9,7 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэлектростанции занимают основополагающее место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая пиковые участки графиков нагрузок.

Гидроэлектростанции являются одним из наиболее эффективных источников энергии и в то же время наиболее маневренными среди всех типов электростанций. Гидроэлектростанции способны увеличить мощность и мощность в течение нескольких минут, если это необходимо, в то время как тепловые электростанции нуждаются в нескольких часах, а атомные электростанции - в сутках.

Кемеровская область имеет много промышленных предприятий по добыче угля и руды. В Таштогольском районе планируется строительство рудоперерабатывающего предприятия, что потребует создания местного источника электроэнергии. Решению этой проблемы способствует строительство Кондомской ГЭС.

Целью проекта является проектирование Кондомской гидроэлектростанции на реке Кондома, ее сооружений, подбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда, охраны окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта, а также применение и закрепление теоретических знаний.

# 1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат Кемеровской области в месте расположения гидроузла характеризуется как резко-континентальный, зима холодная и продолжительная, лето тёплое и короткое. Средняя температура января от -17 °C до -20 °C, июля +17- +18 С. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает 30 см., в горах до 1 метра, сходит в середине апреля, в горах - в мае.

Среднегодовая норма осадков от 150 до 300 мм. Большая часть осадков выпадает в период с июня по сентябрь. Средняя скорость ветра 2,5 м/с.

### 1.1.2 Гидрологические данные

**Кондома** – река в Азиатской части России, в Сибири, в Кемеровской области; левый приток р. Томи (бассейн Оби).

Река берёт начало на склонах хребта Бийская Грива, входящего в состав Абаканского хребта. Длина реки 392 км, площадь бассейна 8270 км<sup>2</sup> – 2-й по площади бассейна и 1-й по длине приток Томи.

Ряд гидрологических наблюдений период с 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 130 \cdot 31536000 = 4,09 \text{ км}^3, \quad (1)$$

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

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунках 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов водохранилища от уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов от уровней нижнего бьефа			
		Зимние расходы		Летние расходы	
$Z_{\text{ВБ}}$ , м	$V$ , км <sup>3</sup>	$Z_{\text{НБ}}$ , м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{\text{НБ}}$ , м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с
246	0	246,0	0	246,0	0
247	0,096	246,2	45	246,2	50
248	0,216	246,3	90	246,3	100
249	0,336	246,5	153	246,5	170
250	0,456	246,6	212	246,6	235
251	0,624	246,7	284	246,7	315
252	0,792	246,9	369	246,9	410
253	0,984	247,1	468	247,1	520
254	1,2	247,2	581	247,2	645
255	1,416	247,4	734	247,4	815
256	1,656	247,6	940	247,6	1044
257	1,944	н/д	н/д	н/д	н/д
258	2,232	н/д	н/д	н/д	н/д
259	2,544	н/д	н/д	н/д	н/д
260	2,88	н/д	н/д	н/д	н/д
261	3,264	н/д	н/д	н/д	н/д
262	3,672	н/д	н/д	н/д	н/д
263	4,128	н/д	н/д	н/д	н/д
264	4,56	н/д	н/д	н/д	н/д
265	5,16	н/д	н/д	н/д	н/д
266	5,76	н/д	н/д	н/д	н/д

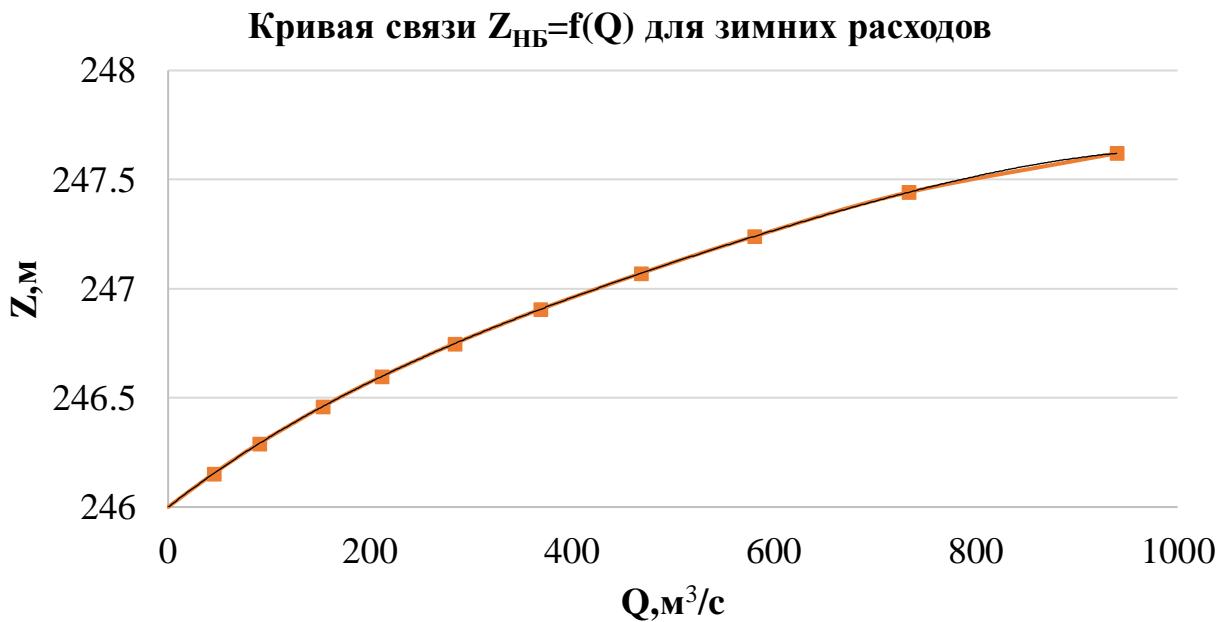


Рисунок 1.1 – Кривая связи  $Z_{\text{НБ}}=f(Q)$  для зимних расходов

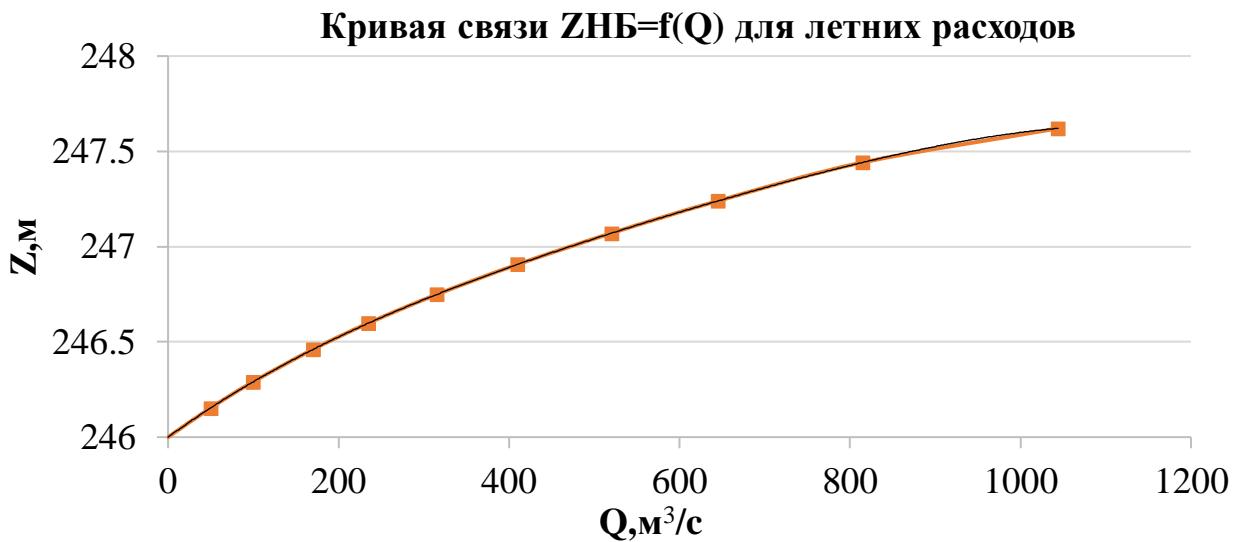


Рисунок 1.2 – Кривая связи  $Z_{\text{НБ}}=f(Q)$  для летних расходов

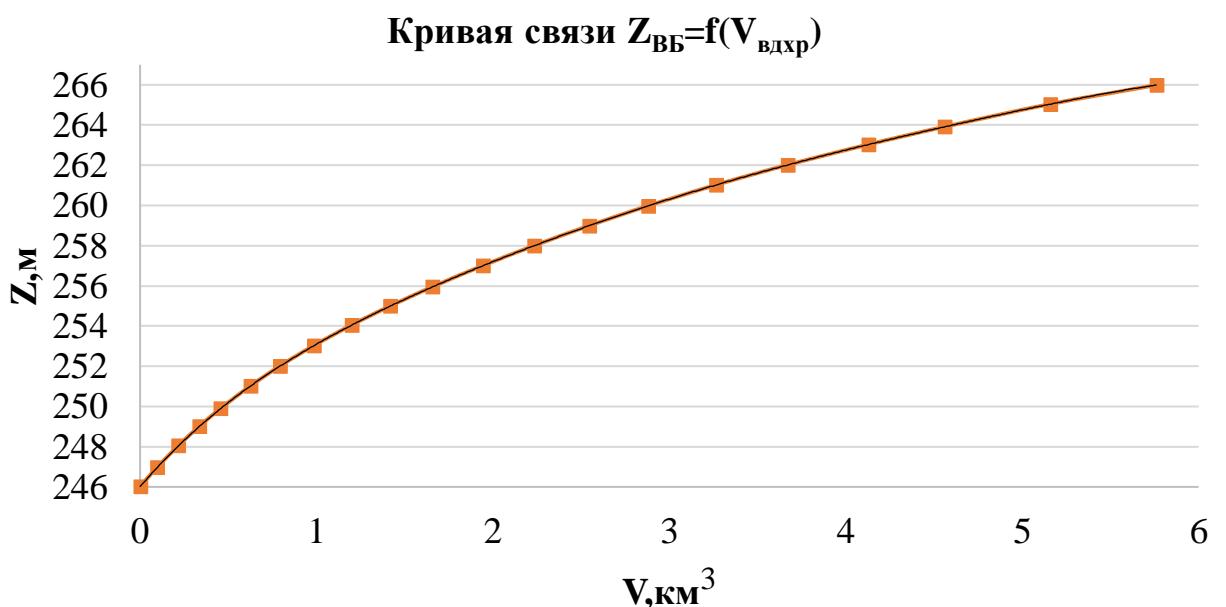


Рисунок 1.3 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По данным из геологической карты определено, что в районе створа Кондомской ГЭС нет зон тектонического контакта.

Основание реки Кондома имеет скальный характер.

### 1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСП-97-С), расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Кондомской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течение 50 лет) равна 6 баллам шкалы MSK-64.

## **2 Водно-энергетические расчёты**

### **2.1 Исходные данные**

Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, рисунок 1.1, 1.2, 1.3);

1) данные по энергосистеме: Кемеровское РДУ

Установленная мощность существующих ГЭС: 160МВт

Аварийный резерв -7 %

Нагрузочный резерв - 2%

коэффициент мощности:  $k_N=8,8$ ;

2) потери напора в водоподводящих сооружениях:  $\Delta h=0,4$  м

3) Отметка нормального подпорного уровня Кондомской ГЭС: 266 м

4) ряд гидрологических наблюдений за рекой Кондома за период 1923-1972 гг. (приложение А, таблица А.1);

5) требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища представлены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища**

$Q, m^3/s$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Испарение	0	0	0	2	2	2	2	1	1	1	0	0
Льдообразование	2	1	0	-3	-5	0	0	0	0	0	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Шлюзование	0	0	0	5	4	4	4	4	1	4	0	0

6) суточный график нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

### **2.2 Выбор маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока**

При выборе установленной мощности ГЭС и расчета выработки необходимо прежде всего определить маловодный и средневодный года, исходя из представленного гидрологического ряда за 50 лет наблюдений для реки Кондома за 1933-1982 гг.

Перед определением необходимо разделить каждый год на половодный и меженный периоды. Примем, что к половодному периоду относятся месяца, расходы которых больше или равны среднегодовому расходу. Половодье пришлось на период с мая по сентябрь, а остальные месяцы года приходятся на межень.

Далее ранжируем среднегодовые расходы по убыванию и находим соответствующую обеспеченность по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где  $m$  – порядковый номер года;

$n$  – количество лет в гидрологическом ряду.

Таким образом, маловодный год с обеспеченностью  $P=90\%$  - 1981г., а средневодный с  $P=50\%$  - 1931г.

Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

$m$	$P, \%$	$Q_{год}, м^3/с$	Годы	$Q_{полов}, м^3/с$	Годы	$Q_{межен}, м^3/с$	Годы
1	2	202	1958	390	1958	73	1938
2	4	197	1969	379	1969	70	1946
3	6	174	1938	337	1966	70	1961
4	8	170	1961	315	1938	68	1969
5	10	164	1966	311	1941	67	1957
6	12	163	1941	309	1961	67	1958
7	14	159	1937	303	1937	62	1947
8	16	159	1957	294	1973	62	1960
9	18	157	1960	291	1960	62	1970
10	20	157	1970	290	1970	60	1942
11	22	152	1946	287	1957	60	1979
12	24	151	1947	276	1947	58	1941
13	25	150	1973	275	1936	57	1937
14	27	145	1936	275	1959	56	1977
15	29	145	1954	275	1971	54	1948
16	31	143	1977	273	1954	54	1954
17	33	141	1942	266	1946	54	1963
18	35	140	1959	266	1977	53	1936
19	37	138	1948	265	1950	53	1956
20	39	137	1971	257	1948	53	1965
21	41	136	1950	256	1952	50	1934
22	43	132	1979	254	1942	50	1976
23	45	131	1949	250	1939	49	1972
24	47	131	1952	250	1975	47	1940
25	49	130	1939	249	1949	47	1967
26	51	129	1972	242	1972	47	1973
27	53	127	1975	234	1979	46	1949
28	55	125	1956	227	1956	46	1980

Окончание таблицы 2.2

m	P, %	Q <sub>год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>межен</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы
29	57	119	1976	221	1935	44	1939
30	59	117	1978	219	1978	44	1950
31	61	116	1965	217	1976	44	1978
32	63	114	1962	211	1943	43	1955
33	65	113	1935	207	1964	43	1959
34	67	111	1934	205	1944	43	1974
35	69	111	1940	204	1965	41	1944
36	71	111	1967	202	1940	41	1952
37	73	110	1963	200	1967	40	1962
38	75	109	1943	199	1962	40	1966
39	76	109	1944	197	1934	40	1981
40	78	108	1964	196	1980	40	1982
41	80	108	1980	194	1968	39	1933
42	82	105	1955	192	1953	39	1971
43	84	103	1968	192	1955	39	1975
44	86	100	1953	188	1963	38	1968
45	88	97	1974	176	1981	37	1935
46	90	96	1981	176	1982	37	1964
47	92	96	1982	173	1951	35	1943
48	94	93	1933	169	1933	34	1953
49	96	91	1951	160	1945	32	1951
50	98	84	1945	154	1974	30	1945

Выбор расчетного средневодного года (P=50%)  
1939 год

$$К_{\Pi}50\% = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{базовое}}}{Q_{\Pi 1939}} = \frac{245,5}{250} = 0,98 \quad (3)$$

$$К_{\text{М}}50\% = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{базовое}}}{Q_{\text{М} 1939}} = \frac{47}{44} = 1,07 \quad (4)$$

1972 год

$$К_{\Pi}50\% = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{базовое}}}{Q_{\Pi 1972}} = \frac{245,5}{242} = 1,01 \quad (5)$$

$$К_{\text{М}}50\% = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{базовое}}}{Q_{\text{М} 1972}} = \frac{47}{49} = 0,96 \quad (6)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1939 года. В качестве расчетного средневодного года принимаем 1939г.

Выбор расчетного маловодного года ( $P=90\%$ )

$$K_{\text{пп}} = \frac{Q_{\text{пп}90\% \text{базовое}(1982)}}{Q_{\text{пп}1981}} = \frac{176}{176} = 1 \quad (7)$$

$$K_M = \frac{Q_{M90\% \text{базовое}(1964)}}{Q_{M1981}} = \frac{37}{40} = 0,93 \quad (8)$$

Данные по приведенному средневодному году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Приведенный средневодный год

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qср.год.
Исх.	40	32	27	207	421	250	231	142	80	67	31	28	130
Прив.	43	34	29	203	413	246	227	139	85	72	33	30	130
С коэф.	43	34	29	204	414	247	228	141	85	72	33	30	130

Данные по приведенному маловодному году представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Приведенный маловодный год

Месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Qср.год.
Исх.	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	96
Прив.	20	19	17	185	244	192	162	97	79	67	33	22	95
С коэф.	30	25	23	185	244	192	162	97	80	65	25	26	96

Данные по расходам маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расходы маловодного и средневодного года

Год	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Сред.
Мал. 1981	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	96
Сред. 1939	40	32	27	207	421	250	231	142	80	67	31	28	130

Гидрографы маловодного и средневодного представлены на рисунке года представлены на рисунке 2.1.

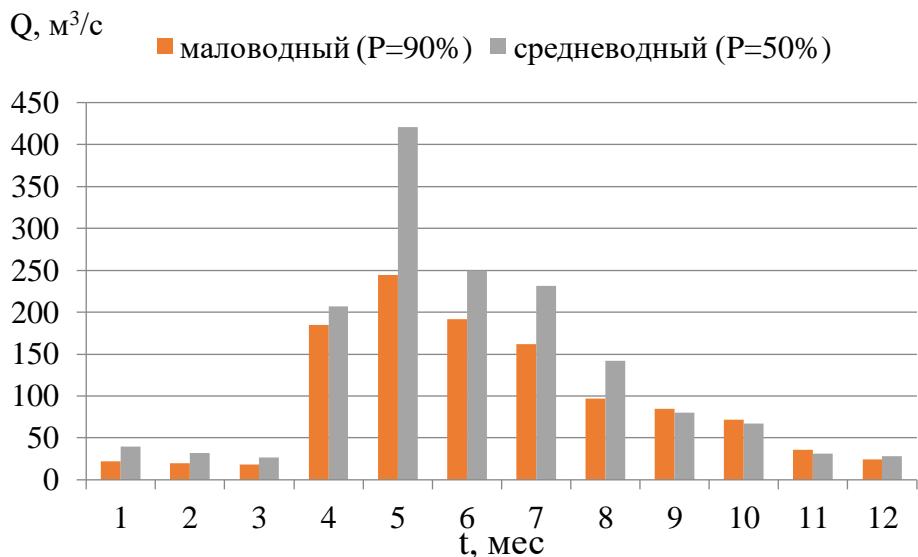


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

### 2.3 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования определяется коэффициент зарегулированности стока  $\beta$ . Среднемноголетний сток находится по формуле:

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = \frac{130 \cdot 31536000}{10^9} = 4,09 \text{ км}^3, \quad (9)$$

где  $\bar{Q}$  – среднемноголетний расход;  
 $t$  – число секунд в году.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{1,58}{4,09} = 0,38, \quad (10)$$

где  $V_{\text{пол}}$  – полезный объем водохранилища.

Следовательно, на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

### 2.4 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

С сайта системного оператора выбирается типичный зимний день (15.01.18), а также типичный летний день (15.06.18). Далее строятся суточные графики нагрузки для зимы и лета.

Данные потребления электроэнергии в ОДУ Сибири с пересчетом электропотребления для Кемеровское РДУ, необходимые для построения суточного графика нагрузки, представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Суточный график нагрузки для зимы и для лета

t, час	Мощность потребления(зима), МВт	Мощность потребления(лето), МВт
0:00	197	141
1:00	153	131
2:00	147	122
3:00	137	118
4:00	137	118
5:00	147	118
6:00	172	124
7:00	243	155
8:00	327	187
9:00	382	200
10:00	368	239
11:00	330	224
12:00	305	210
13:00	311	216
14:00	343	227
15:00	325	217
16:00	320	203
17:00	407	218
18:00	420	213
19:00	396	206
20:00	387	208
21:00	370	187
22:00	320	188
23:00	297	190

Строится ИКН и совмещается с суточным графиком нагрузки энергосистемы. Данные ИКН для зимы представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – ИКН для зимы

t, час	P, МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн. кВт ч	ΔP к., МВт	ΔЭ к., млн кВт ч
1	420	13	0,013	13	0
2	407	11	0,022	24	0
3	396	8	0,025	33	0
4	387	6	0,023	38	0
5	382	12	0,060	50	0
6	370	2	0,011	52	0
7	368	25	0,174	77	0
8	343	13	0,102	90	0
9	330	3	0,028	93	0
10	327	2	0,018	95	0
11	325	5	0,054	100	1
12	320	0	0,004	100	1
13	320	9	0,117	109	1
14	311	7	0,093	115	1
15	305	8	0,113	123	1

### Окончание таблицы 2.7

t, час	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт ч	$\Delta P_{\text{к.}}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\text{к.}}$ , млн кВт ч
16	297	54	0,858	177	2
17	243	47	0,795	223	3
18	197	25	0,450	248	3
19	172	19	0,353	267	3
20	153	7	0,130	273	3
21	147	0	0,000	273	3
22	147	9	0,201	283	4
23	137	0	0,000	283	4
24	137	137	3	420	7

Данные ИКН для летнего периода представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – ИКН для лета

t, час	P, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн. кВт ч	$\Delta P_{\text{к.}}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\text{к.}}$ , млн кВт ч
1	239	12,78	0,01	12,78	0
2	227	2,90	0,01	15,68	0
3	224	5,39	0,02	21,07	0
4	218	1,77	0,01	22,84	0
5	217	0,48	0,00	23,32	0
6	216	3,02	0,02	26,33	0
7	213	2,63	0,02	28,97	0
8	210	2,51	0,02	31,48	0
9	208	2,37	0,02	33,85	0
10	206	2,52	0,03	36,37	0
11	203	2,77	0,03	39,14	0
12	200	10,52	0,13	49,66	0
13	190	1,74	0,02	51,40	0
14	188	0,55	0,01	51,95	0
15	187	0,11	0,00	52,06	0
16	187	32,21	0,52	84,27	1
17	155	13,65	0,23	97,91	1
18	141	10,87	0,20	108,78	1
19	131	7,09	0,13	115,87	1
20	124	1,05	0,02	116,92	1
21	122	4,21	0,09	121,14	2
22	118	0,00	0,00	121,14	2
23	118	0,00	0,00	121,14	2
24	118	118,26	2,84	239,40	4

### 2.4 Построение годовых графиков нагрузок энергосистемы

Строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки ОДУ Сибири. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ t), \quad (11)$$

где  $t$  – номера месяцев;  
 $a$  и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам (12) и (13):

$$a = \frac{P''^3 + P''^L}{2} \quad (12)$$

$$b = \frac{P''^3 - P''^L}{2} \quad (13)$$

где  $P''^3$  – максимальное потребление в зимние сутки;

$P''^L$  – максимальное потребление в летние сутки.

Данные для построения годовых графиков нагрузок представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Таблица для построения годовых графиков нагрузки

$t$	$\alpha$	$\cos\alpha$	$P_{\max}$	$P_{\text{сред}}$
1	0,262	0,966	417	287
2	0,785	0,707	394	274
3	1,308	0,259	353	249
4	1,832	-0,258	306	222
5	2,355	-0,706	266	198
6	2,878	-0,966	243	184
7	3,402	-0,966	242	184
8	3,925	-0,709	266	197
9	4,448	-0,261	306	221
10	4,972	0,256	353	249
11	5,495	0,705	393	273
12	6,018	0,965	417	287

График среднемесячных годовых нагрузок и максимальных годовых нагрузок представлен на рисунке 2.2.

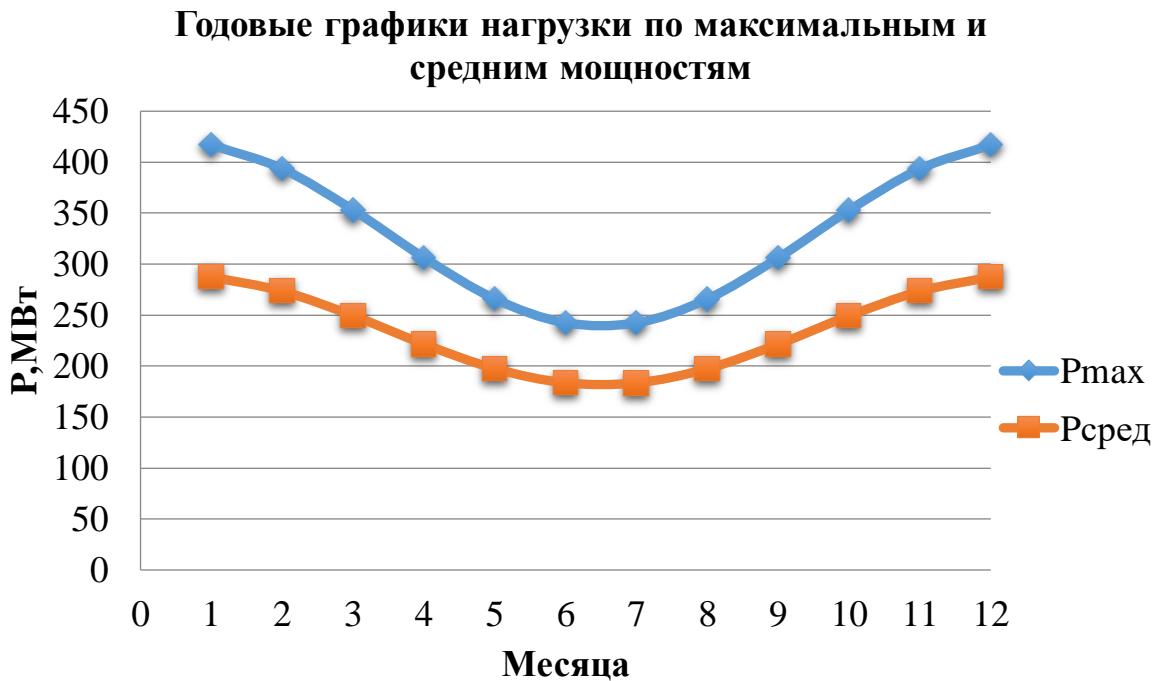


Рисунок 2.2 – Совмещенный график максимальных и средних нагрузок энергосистемы

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1981) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле 14.

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (14)$$

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

$Q^{\text{пр}90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (15)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla\text{НПУ}$ , м

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,4$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле 16.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (16)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Данные по потерям расхода представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	<b>96</b>
Q(%) исп.	0	0	0	2	2	2	2	1	1	1	0	0	
Q(%) льд-е	2	1	0	-3	-5	0	0	0	0	0	1	1	
Q(%) фил.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Q(%) шл.	0	0	0	5	4	4	4	4	4	4	0	0	
$\Sigma$ потерь	3	2	1	0	-1	3	3	2	2	2	2	2	

Данные по требованиям водохозяйственного пользования представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Требования водохозяйственного пользования

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	<b>96</b>
$Q_{\text{ВХК}}$	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64

Данные для выбора первого варианта гарантированной мощности представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор первого варианта гарантированной мощности

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.г.
$Q$ бытовое	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	<b>96</b>
Сум. потери	3	2	1	0	-1	3	3	2	2	2	2	2	
$Q$ полез	19	18	17	185	245	189	159	95	83	70	34	22	
$Z$ вб	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	
$Z$ нб	246	246	246	246	247	247	246	246	246	246	246	246	
$H$	20	20	20	19	19	19	19	19	19	19	19	20	
$N$ быт	3	3	3	31	41	32	27	16	14	12	6	4	

Данные по режиму работы по ВХК представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Режим работы по ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.г.
Q вхк	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Z вб	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	
Z нб	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	
H	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
N вхк	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	

Данные для сравнения режимов работы ГЭС представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Сравнение режимов работы ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
90%	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	<b>96</b>
N быт	3	3	3	31	41	32	27	16	14	12	6	4	
N вхк	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
Дельта	-8	-8	-8	20	30	21	16	5	3	1	-5	-7	61

11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{быт} - N_{вхк} = 61 \text{ МВт.} \quad (17)$$

Эта цифра является избытком мощности (фактически воды), которым мы располагаем для регулирования расхода внутри года.

Далее назначается режим, при котором в период половодья и сниженных нагрузок энергосистемы станция работает с соблюдением требований ВХК, а всю избыточную воду будем использовать в месяцы наибольших нагрузок в энергосистеме. При этом необходимо соблюсти критерий вытеснения тепловых мощностей по ровной линии. На балансе энергии графически отображается выбранный режим работы ГЭС.

Алгоритм построение баланса энергии:

1) На графике средних мощностей энергосистемы изображаем покрытие его средними мощностями существующих ГЭС (с пика графика);

2) От нижней огибающей нагрузки существующих ГЭС вписываем два альтернативных режима проектируемой ГЭС: по бытовому стоку и по ВХК. Режимы накладываются друг на друга. Зимние и осенние месяцы оказываются дефицитными по воде, а месяцы наибольшей приточности – профицитными.

Определяется такое положение линии гарантированной мощности, которая пересекает график, чтобы суммарный избыток мощности был использован полностью.

Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.15

Таблица 2.15 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Pср, МВт	Nсущ. гэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	287	80,4	3	11
2	274	74,9	3	11
3	249	71,5	3	11
4	222	63	31	11
5	198	58,6	41	11
6	184	53,6	32	11
7	184	53,6	27	11
8	197	58,6	16	11
9	221	63	14	11
10	249	71,5	12	11
11	273	74,9	6	11
12	287	80,4	4	11

В результате построения в первом приближении определяются значения гарантированных мощностей в ноябре и феврале ( $N_{\text{гар}} = 21 \text{ МВт}$ ), а в декабре и январе. ( $N_{\text{гар}} = 28 \text{ МВт}$ )

С помощью баланса энергии решается важный вопрос о начале сработки водохранилища. Начинается сработка в первый месяц после окончания половодья, когда бытового притока не хватает на выдачу расхода по ВХК, либо на выдачу гарантированной мощности. В данном проекте 11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Графическое изображение баланса энергии представлено на плакате «Использование водной энергии».

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- 1) определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- 2) отметки ВУМО;
- 3) полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\Delta\text{НПУ} = 266 \text{ м}$ . Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это декабрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета мы должны соблюдать условия:

- 1)  $Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}$ ,
- 2)  $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$ .

Расчет производится итерационным методом. В последней контрольной колонке сначала указываем первый вариант гарантированной мощности, проектируемой ГЭС. Подбираются расходы из водохранилища, обеспечивающие либо выполнение требований ВХК, либо выдачу гарантированной мощности. В каждом следующем месяце расчета в качестве исходных отметок ВБ и объемов водохранилища используются конечные отметки и объемы предыдущего месяца. В последний месяц цикла сработки – наполнения водохранилище должно быть наполнено до отметки НПУ.

Из первой итерации видно, что водохранилище было переполнено, поскольку при расчете гарантированной мощности в первом приближении мы не учитывали изменение уровня верхнего бьефа, а принимали его равным НПУ. Корректируем положение линии гарантированной мощности на балансе энергии. В результате расчета полного цикла сработки-наполнения при  $N_{\text{гар}}=28 \text{ МВт}$  удастся вернуться в НПУ.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $\nabla \text{УМО} = 263,13 \text{ м.}$

Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Кондомской ГЭС:  $N_{\text{гар}}=28 \text{ МВт.}$

Таблица сработки-наполнения водохранилища в маловодный год приведена в приложении Б, таблица Б.1

## 2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующей электростанций: Саяно-Шушенской ГЭС и проектируемой Кондомской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 2%, аварийный резерв составляет 7 % от  $P^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.ГЭС}}=N_{\text{раб.ГЭС}}+N_{\text{резГЭС.}}=48+5=53 \text{ МВт} \quad (18)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:  $N_{\text{уст.ГЭС}}=53 \text{ МВт.}$

## 2.8 Баланс мощности

Баланс мощности приведен в таблице 2.16 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.16 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Система		Сущ. ГЭС			Кондомской. ГЭС			ТЭС		
	P сист.макс	N н.р.	Nраб	N н.р.	N рем.	Nраб.max	N н.р.	N рем.	Nраб.max.	N a.p	N рем.
I	417	8	37	3		51	5		316	22	
II	394	8	36	3		42	5		316	22	
III	353	7	33	4		21	3		299	21	
IV	306	6	31	3		23	3		252	18	
V	266	5	28	3		24	2		214	15	2
VI	243	5	26	3		23	2		194	14	26
VII	242	5	26	2		27	3		189	13	26
VIII	266	5	28	3		27	2		211	15	2
IX	306	6	31	3	6	27	3		248	17	
X	353	7	33	4		27	3	8	293	20	
XI	393	8	36	3		41	5		316	22	
XII	417	8	37	3		51	5		316	22	

## 2.9 Водно-энергетические расчеты работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчетных маловодных условиях. С учетом этого условия сработку водохранилища следует начинать как можно позже, чем в маловодном году, что приведет к увеличению напора ГЭС и выработки гидроэнергии в зимнее время. Наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии. Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам в маловодном году.

Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

При этом ход уровня воды в водохранилище будет соответствовать ходу уровня в расчетных маловодных условиях, а мощность ГЭС в среднем по водности году будет больше, чем в маловодном за счет большего притока воды в водохранилище. По обоим вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку.

График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на плакате «Использование водной энергии».

Таблица сработки-заполнения водохранилища в средневодный год приведена в приложении Б, таблица Б.2.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо знать допустимые режимы работы, проектируемой ГЭС. Область в которой выполняются допустимые режимы называется режимным полем гидроэлектростанции по расходу и напору.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (19)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ$  для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО$ ;

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

$\Delta h$  – потери напора в подводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,4$ .

Линия расчётного напора считается по формуле (19), где  $\nabla ВБ$  будет являться средняя  $\nabla ВБ$  января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса:

$$Q_{min} = 64 \text{ (} m^3/c \text{).}$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{ycm}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (20)$$

где  $N_{ycm}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС.

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (21)$$

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

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС;

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

Данные для построения режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчёт режимного поля

$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	$H_{Z\text{ вб1}}$	$Q_{\text{по уст.мощ.}}$	$H$	$Q_{\text{огр.пропуска}}$	$H$
0	246,0	19,6	16,7	18,1	317,0	19,0	351,0	17,5
100	246,3	19,3	16,4	17,8	320,4	18,8	343,9	16,8
200	246,5	19,0	16,2	17,6	322,1	18,7	342,9	16,7
300	246,7	18,8	15,9	17,3	323,8	18,6	341,9	16,6
400	246,9	18,6	15,8	17,2	325,6	18,5	340,8	16,5
500	247,0	18,5	15,6	17,0	330,9	18,2	339,8	16,4
600	247,2	18,3	15,5	16,9	332,7	18,1	338,8	16,3
700	247,3	18,2	15,3	16,7	334,6	18,0	337,7	16,2
800	247,4	18,1	15,2	16,6	336,5	17,9	335,6	16,0
900	247,5	18,0	15,1	16,5	338,4	17,8	333,5	15,8

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции, которое приведено в приложении В, рисунок В.1.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Из построенного режимного поля определяется:

$$H_{\text{расч}} = 17,3 \text{ м}, H_{\text{max}} = 19,4 \text{ м}, H_{\text{min}} = 15,9 \text{ м.}$$

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения пинх, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Выбираем тип гидротурбин ПЛ 20-В, ПЛ 20-ГК. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр	ПЛ 20-В	ПЛ 20-ГК
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	20	20
$H_{\min}/H_{\max}$	0,50	0,35
$n'_{\text{lopt}}, \text{мин}^{-1}$	146	155
$Q'_{\text{lopt}}, \text{л/с}$	1160	1580
$\eta_{\text{m opt}}$	0,920	0,918
$Q_{\text{I max}}, \text{л/с}$	2000	2750
$D'_{1 \text{ m}}, \text{м}$	0,500	0,460
$H_{\text{mod}}, \text{м}$	10	3
$t_{\text{mod}}, ^{\circ}\text{C}$	20	18
$v_{\text{mod}} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	1,01	1,062

Расчет параметров гидротурбин для различных значений  $D_1$  гидотурбин ПЛ 20-В, ПЛ 20-ГК представлен в таблицах 3.3-3.4.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ 20-В

$D_{1,\text{м}}$	2,5	3	3,55	4	4,5	5	5,3	5,6
$\eta_{\text{турб}}$	0,906	0,908	0,910	0,912	0,913	0,914	0,915	0,915
$N_{\text{арп}}, \text{МВт}$	7,2	10,4	14,5	18,5	23,4	29,0	32,6	36,4
$Za'$	6,690	4,634	3,302	2,597	2,048	1,657	1,474	1,319
$Za$	8	6	4	3	3	2	2	2
$N_{\text{арп}} \text{ МВт}$	6,0	8,0	12,0	16,0	16,0	24,0	24,0	24,0
$m(\Delta 1)$	1,025	1,028	1,030	1,032	1,033	1,035	1,035	1,036
$nc'$	245,95	205,22	173,62	154,21	137,17	123,54	116,59	110,38
$n_{\text{синхр}}$	250	214,3	187,5	157,8	150	125	120	115,4
$n1'H_{\max}$	154,8	159,0	164,5	155,8	166,5	154,1	156,7	159,2
$n1'H_p$	148,4	152,5	157,7	149,4	159,6	147,7	150,3	152,6
$n1'H_{\min}$	140,1	144,0	148,9	141,1	150,8	139,5	141,9	144,1
$Q1 \cdot \eta_p$	1,40	1,30	1,39	1,46	1,15	1,40	1,25	1,12
$Q1 \cdot \eta_{\max}$	1,18	1,09	1,17	1,23	0,97	1,18	1,05	0,94
$Q_{\max}$	2,54	1,76	1,25	0,99	0,78	0,63	0,56	0,55
$Q_{\min}$	2,30	1,59	1,14	0,89	0,71	0,57	0,51	0,50

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛ 20-ГК

$D_{1,\text{м}}$	3	3,55	4	4,5	5	5,3	6	6,3
$\eta_{\text{турб}}$	0,899	0,901	0,903	0,904	0,905	0,906	0,907	0,908
$N_{\text{арп}}, \text{МВт}$	15,4	21,6	27,5	34,8	43,0	48,4	62,1	68,5
$Za'$	3,121	2,224	1,749	1,379	1,116	0,992	0,773	0,701
$Za$	8	6	6	4	3	3	2	2
$N_{\text{арп}} \text{ МВт}$	6,000	8,000	8,000	12,000	16,000	16,000	24,000	24,000
$m(\Delta 1)$	1,047	1,049	1,051	1,053	1,054	1,055	1,057	1,057
$nc'$	160,30	135,62	120,47	107,17	96,52	91,09	80,52	76,71
$n_{\text{синхр}}$	250	214,3	187,5	166,7	150	150	125	120
$n1'H_{\max}$	183,8	186,2	183,5	183,3	183,2	194,1	183,0	184,4
$n1'H_p$	176,2	178,5	175,9	175,8	175,6	186,1	175,4	176,8
$n1'H_{\min}$	166,4	168,6	166,1	166,0	165,8	175,7	165,6	166,9

Окончание таблицы 3.4

$D_{1,m}$	3	3,55	4	4,5	5	5,3	6	6,3
$Q_1 \cdot \eta_p$	0,97	0,93	0,73	0,87	0,93	0,83	0,97	0,88
$Q_1 \cdot \eta_{max}$	0,82	0,78	0,61	0,73	0,79	0,70	0,82	0,74
$Q_{max}$	0,79	0,56	0,44	0,35	0,28	0,25	0,20	0,18
$Q_{min}$	0,87	0,62	0,49	0,39	0,31	0,28	0,22	0,20

Сопоставим различные турбины по следующим параметрам:

- 1) Максимальный КПД;
- 2) Оптимальная рабочая зона турбины;
- 3) Сокращение количества агрегатов;

Зоны работы соответствующих гидротурбин на главной универсальной характеристике (ГУХ) представлены в приложении Г на рисунках Г.1 – Г.2.

Правая граница зоны состоит из двух линий: верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя строится по двум точкам ( $Q'_p$  для максимального напора и  $Q'_p$  для минимального напора). Левая граница - линия ограничения по минимальному расходу.

По результатам проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбина ПЛ 20-ГК выбывают из рассмотрения, так как приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся ниже точки оптимума.

Таким образом, проведя анализ рабочих зон турбин, варианты ПЛ 20-В-500, ПЛ 20-В-530 и ПЛД 20-В-560, наиболее целесообразны, но лучшей является турбина ПЛ 20-В-500, поскольку у неё оптимальная рабочая зона, то есть рабочая точка находится ближе к точке оптимума.

### 3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины находится по формуле 22:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S \quad (22)$$

где  $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H.B.}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_S$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- 1) Работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_{PU}$ ;
- 2) Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
- 3) Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{min}$ .

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x. \quad (23)$$

где  $B = 10,33$  м вод. ст. – барометрическое давление;  
 $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;  
 $Z_x$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин ( $Z_x = 0$  для ПЛ турбин).

При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{(248,59)}{900} - 0,395 \cdot 19,4 - 1,5 = 0,89 \text{ м}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 + \frac{(248,27)}{900} - 0,53 \cdot 17,3 - 1,5 = -0,61 \text{ м}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,3 + \frac{(201,42)}{900} - 0,518 \cdot 15,9 - 1,5 = 0,32 \text{ м};$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа (Рисунок 1.1).

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{\text{PK}}(H_{\min}) = Z_{\text{НБ}}(Q(H_{\min})) + H_s(H_{\min}) \quad (24)$$

$$Z_{\text{PK}}(H_{\text{расч}}) = Z_{\text{НБ}}(Q(H_{\text{расч}})) + H_s(H_{\text{расч}}) \quad (25)$$

$$Z_{\text{PK}}(H_{\max}) = Z_{\text{НБ}}(Q(H_{\max})) + H_s(H_{\max}) \quad (26)$$

Для турбины ПЛ 20-В-500:

$$Z_{\text{PK}}(H_{\min}) = 248,14 + 0,32 = 248,46 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 248,3 - 0,61 = 247,69 \text{ м}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 248,59 + 0,89 = 249,48 \text{ м}$$

Таким образом, проведя анализ всех возможных диаметров рабочего колеса и высот отсасывания, наиболее оптимальной является турбина ПЛ 20-В-500. Для безкавитационного режима работы принимаем минимальную отметку установки рабочего колеса  $Z_{pk}(H_{расч}) = 247,69 \text{ м}$ .

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

По частоте вращения и мощности подходит ВГС 700/100-48. Частота вращения  $n_{синх}=125 \text{ об/мин}$ ;  $S_{ном}=26,5 \text{ МВА}$ ;  $\cos \varphi=0,85$ .

Активная мощность гидрогенератора:

$$N_a = S_h \cdot \cos \varphi = 26,5 \cdot 0,85 = 22,5 \text{ МВт} \quad (27)$$

Число пар полюсов генератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48 \quad (28)$$

Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС 700/100-48

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	26,5
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	22,5
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	0,85
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,32
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,21
КПД	$\eta$	%	96,5
Масса генератора	$G_{ген}$	Тонн	258,5
Масса ротора	$G_{рот}$	Тонн	133,3
Диаметр статора	$D$	м	8,05
Исполнение		Зонтичный	

### 3.5. Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B^* \geq \left( 5,1 * \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33}, \quad (29)$$

где  $[\tau_{dop}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ ,

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{cinh}} = \frac{0,00974 \cdot 24000}{125} = 1,87 \text{ МПа} \quad (30)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{1,87}{32} \right)^{0,33} = 0,671 \text{ м} = 671 \text{ мм} \quad (31)$$

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

### 3.6. Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 20 м и  $D_1 - 5$  м: МНУ 6,3/1-40-8-2,

где 25 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>

8 - вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>

2 - количество насосов.

По номограмме определяем тип ЭГР.

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника - 100мм. Выбранный регулятор:

ЭГРК-МП-100-4,  
где ЭГР - электрогидравлический регулятор  
МП - на интегральных микросхемах  
100- диаметр главного золотника  
4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

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

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 присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Еланская» 220 кВ с расстоянием 59 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 две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

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

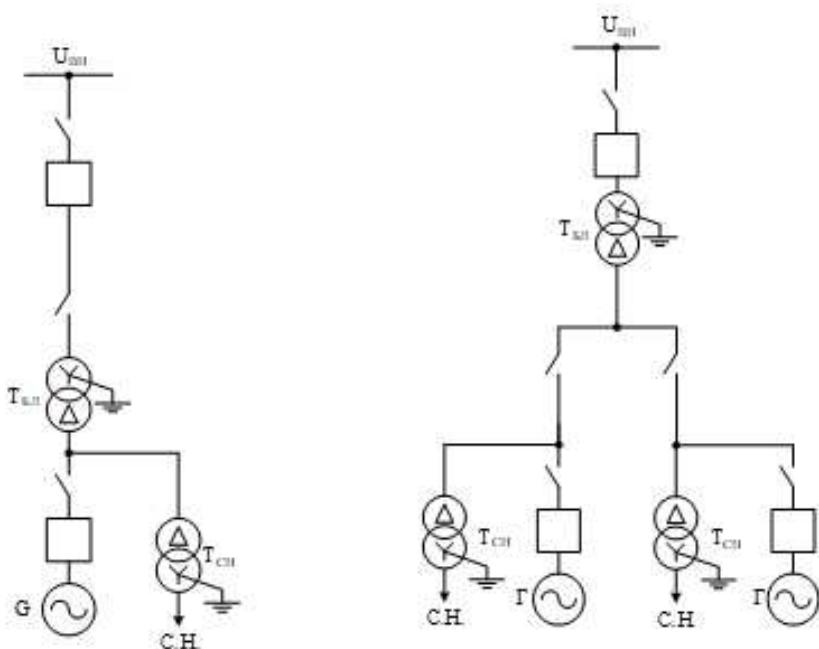


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО, мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 22,5 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{45 - 0,45}{0,85} = 52,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (32)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

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

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_L = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}}/\cos\varphi_c)} + 1 = \frac{44,55}{(1,2 \cdot 135/0,85)} + 1 = 1,23, \quad (33)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_L = 2$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52,41}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,069 \text{ кА.} \quad (34)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 69 = 72,45 \text{ А} \quad (35)$$

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  $U=220\text{kV}$  выбираем провод марки АС – 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{45}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,12 \text{ кА.} \quad (36)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $0,605 \text{kA} > 0,12 \text{kA}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{212}{1,1} = 240 \text{ мм}^2, \quad (37)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток, А;  $j$  – нормированная плотность тока, А / мм<sup>2</sup>.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры провода марки АС–240/32

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

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы

#### 4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{22,5 - 22,5 \cdot 0,01}{0,85} = 25,9 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (38)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТД-40000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТД-40000/220-У1

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
40	230	10,5	11,5	170	50	0,3

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}, \quad (39)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (40)$$

где  $\mu=1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8729 = 436,45 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (41)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left( \frac{64,7}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 416,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (42)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}), \quad (43)$$

$$I_{\text{пот}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436,45 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 354,85 = 5,81 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 5,81 = 11,62 \text{ тыс. руб/год.} \quad (44)$$

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(22,5 - 22,5 \cdot 0,01)}{0,85} = 51,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (45)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_H, \text{kV}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{kVt}$	$\Delta P_{xx}, \text{kVt}$	$I_x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	265	70	0,6

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (46)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_b, \quad (47)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_b = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8729 = 611,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (48)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left( \frac{74,66}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 553,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (49)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \Delta W_{xx} + \beta_2 \Delta W_h \quad (50)$$

$$I_{\text{пот}} = 0,60 \cdot 10^{-2} \cdot 611,03 + 0,90 \cdot 10^{-2} \cdot 553,15 = 8,64 \text{ тыс. руб./год}$$

Для 1 блока:

$$I_{\text{пот}} = 1 \cdot 8,64 = 8,64 \text{ тыс. руб.} \frac{\text{год}}{\text{год}}. \quad (51)$$

#### 4.4 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор ВГС 700/100-48 производства ПАО «ЭЛСИБ». Паспортные данные генератора ВГС 700/100-48 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные генератора ВГС 700/100-48

Номинальная мощность, МВ·А		U <sub>Г ном</sub> , кВ	cos φ <sub>Г</sub> , о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub>	P <sub>Г ном</sub>				x <sub>d</sub> <sup>''</sup>	x <sub>d</sub> <sup>'</sup>	x <sub>d</sub>
26,5	22,5	10,5	0,85	96,5	0,21	0,32	0,85

#### 4.5 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<sub>Г ном</sub>:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}. \quad (52)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{45}{0,85} = 529 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

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

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

По каталогу ООО «СВЕРДЛОВЭЛЕКТРОЩИТ» выбираются трансформаторы ТСЗЛ-630/10/0,4, стоимостью каждый 712 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗЛ-630/10/0,4

$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	U <sub>H</sub> , кВ		U <sub>K</sub> , %
	U <sub>BH</sub>	U <sub>HH</sub>	
0,63	10	0,4	6

#### 4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ОРУ}}, \quad (53)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора (24000 тыс.руб.);  
 $K_{T_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (400 тыс.руб.);  
 $K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость ячейки ОРУ;  
 $n$  – число силовых трансформаторов;  
 $m$  – число трансформаторов собственных нужд;  
 $t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ )  
Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{ОРУ}} = 18000 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками:

$$K_1 = 2 \cdot 24000 + 2 \cdot 712 + 6 \cdot 18000 = 157424 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками:

$$K_2 = 1 \cdot 48000 + 2 \cdot 712 + 5 \cdot 18000 = 139424 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (54)$$

где  $E_H = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 157424 + 11,62 = 23625,22 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 139424 + 8,64 = 20922,24 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%. \quad (55)$$

$$P = \frac{23625,22 - 20922,24}{23625,22} \cdot 100\% = 11,4\%.$$

Окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 2 ,так как количество агрегатов 2 и схема с укрупненным блоком не обеспечивает надежную работу станции.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

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

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{26,5} = 0,87 \text{ Ом}, \quad (56)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_\Gamma = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}, \quad (57)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 152,09 \text{ Ом}. \quad (58)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом}, \quad (59)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 59 = 25,665 \text{ Ом}. \quad (60)$$

ЭДС энергосистемы:

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

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (62)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_g = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,56}{0,045 \cdot 314} = 0,026 \text{ Ом}, \quad (63)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (64)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 59 = 7,14 \text{ Ом}, \quad (65)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,170 \cdot 230^2}{59^2} = 2,58 \text{ Ом}. \quad (66)$$

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

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1				у	3	Блок1		10				
2				у	4	Блок2		10				
3				у	1	Г1		10				
4				у	2	Г2		10				
5				у	5	ОРУ		230				
6				у	6	Система		230				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r
1			Тр-р		Тр-р	3	5		Блок1 - ОРУ1	2,58	152,09				0,043
2			Тр-р		Тр-р	4	5		Блок2 - ОРУ1	2,58	152,09				0,043
3			Выкл		Выкл	1	3		Г1 - Блок1						
4			Выкл		Выкл	2	4		Г2 - Блок2						
5			ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ1 - Система	7,14	25,66				
6			ЛЭП		Выкл	7	6		ОРУ2 - Система	7,14	25,66				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N агр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,017	0,250	0,017	0,25	0,017	0,25	11,865
2			2	Г2	2	0,017	0,250	0,017	0,25	0,017	0,25	11,865
3			5	Система	8	32,090	352,670	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	И 1	dI 1
1		1	1	3ф	1			27,3604	-86,11

Рисунок 4.5 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	И 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	5			1,0447	-89,02			1,0447	-89,02			1,0447	-89,02

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1
1		1	1	3ф	5			2,0912	-89,02

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	I <sub>п.0</sub>	i <sub>y</sub>
3ф	1	27,36	42,6
1ф	5	3,12	4,85
3ф	5	2,09	3,25

#### 4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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:

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}}. \quad (67)$$

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot 1,24 = 1,3 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{22,5}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,056 \text{ кА}, \quad (68)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{44,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,058 \text{ кА}, \quad (69)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{44,5}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,12 \text{ кА}. \quad (70)$$

## 4.10 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:

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с.}}$
- 2).  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, max}}$
- 3)  $B_{\text{k.ном}} \geq B_{\text{k.расч}}$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВБЧ-СП-10 и разъединитель РВЗ-10/1600 УХЛ2. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВБЧ-СП-10	Разъединитель РВЗ-10/1600 УХЛ2
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 1302 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{Г.раб}} = 1302 \text{ А}$
$I_{n0} = 27,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 27,36 \text{ кА}$
$i_y = 42,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 42,6 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	
$B_{\text{k.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 27,36^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 29,94 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 31,5^2 \cdot 0,04 = 39,69 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность ( $\text{B} \cdot \text{A}$ )
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизator	AC-М3	RS485	0,5	10

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

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

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

#### **4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения**

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10 представлена в таблице 4.9.

**Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10**

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 1302 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.10.

**Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения**

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

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

## 4.12 Выбор параметров ОРУ

### 4.12.1. Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 58 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{n0}} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 3,25 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{n0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 2,09^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,174 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

### 4.12.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 58 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 14.

Таблица 14 – 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 Релейная защита и автоматика**

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

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **Защиты генератора ВГС 700/100-48 – 26,5 МВА:**

- Продольная дифференциальная защита генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТД-40000/220-У1:**

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

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

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

**Резервные защиты:**

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

**Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

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

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейших вычислений необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1457 \text{ A} \quad (71)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{ном}}$  – номинальная напряжение генератора;

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1457 \cdot 1}{2000/5} = 3,64 \text{ A} \quad (72)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

**Для схемы возбуждения с ВГ:**

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = I_{\text{ном,рот}} \cdot U_{\text{ном,рот}} = 960 \cdot 200 = 192 \text{ кВА} \quad (73)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 200 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном},2} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{200}{200} = 1000 \text{ А} \quad (74)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном},2}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1000}{1000/5} = 5 \text{ А} \quad (75)$$

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

#### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1460 = 73 \text{ А} \quad (76)$$

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

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

$I_{\text{H}}$  – номинальный ток генератора равный 1460 А.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (77)$$

где  $K_{\text{H}}$  - коэффициент надежности, равный 2

Принимаем уставку:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 1460 = 219 \text{ А.} \quad (78)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (79)$$

где  $K_{AP} = 2$  – коэффициент апериодической составляющей;  
 $f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;  
 $K_{ODN} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);  
 $I_{MAX}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{MAX} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H. \quad (80)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (79):

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 7856,2 = 785,62 \text{ A},$$

где  $K_{AP}$  – коэффициент апериодической составляющей равный 2.  
Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(KZ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (81)$$

$$K_T > \frac{785,62 \cdot 2}{7856,2},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;  
 $I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.  
Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .  
3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (82)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (83)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{\text{отс}} = (2 - 12) \cdot I_{\text{ном}} = 6 \cdot 1460 = 8760 \text{ A.} \quad (84)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

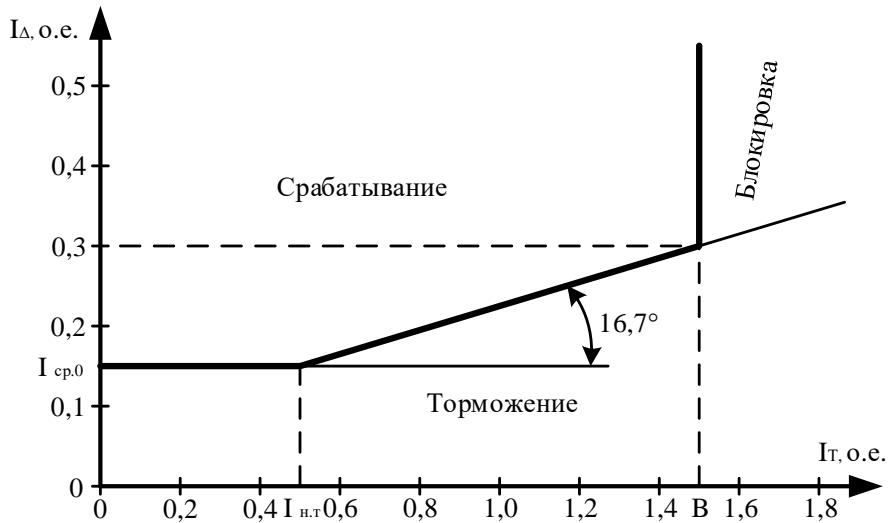


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_0$  эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

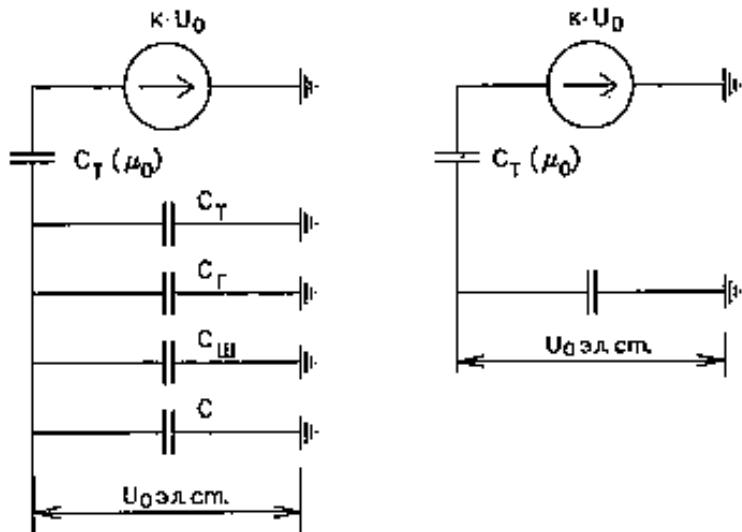


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_\Gamma$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

Емкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ} \quad (85)$$

$$U_0 \text{ эл.ст.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (86)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (87)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А.} \quad (88)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,0073}{0,0073 + 0,965} = 166 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (89)$$

$$U_{\text{cp}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \frac{0,1}{3}}} \cdot 166$$

$$U_{\text{cp}} \geq 1,44 \text{ В.}$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (90)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (91)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (92)$$

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

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ )

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (93)$$

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

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (94)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 700$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (95)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (96)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,175 \cdot I_H = 0,175 \cdot 1460 = 219 \text{ A}. \quad (97)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 1333 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (98)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (99)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

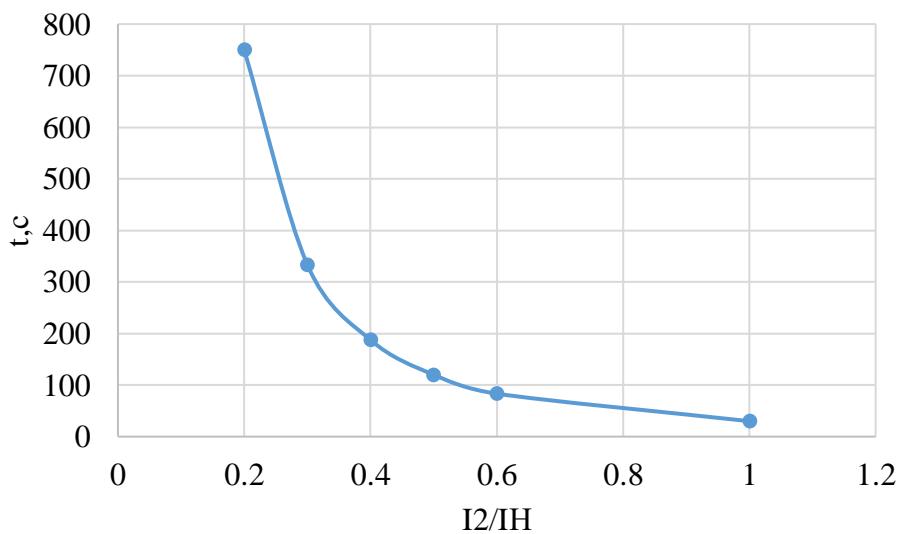


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$ .

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

- 1) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- 2) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.
- 3) Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{I^{(2)}_{2\text{МИН}}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d_{\text{ВН}}} + X_T + X_L)}, \quad (100)$$

где  $x''_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $x_T$  – сопротивление обратной последовательности генератора;  
 $x_L$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.  
 Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (100,76 + 0,076 + 0,0129)} = 0,0038 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I^*_{2\text{C.3.}} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0038 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,17 \quad (101)$$

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

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 1460 = 1562,2 \text{ A}, \quad (102)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 1460 = 1606 \text{ A}. \quad (103)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

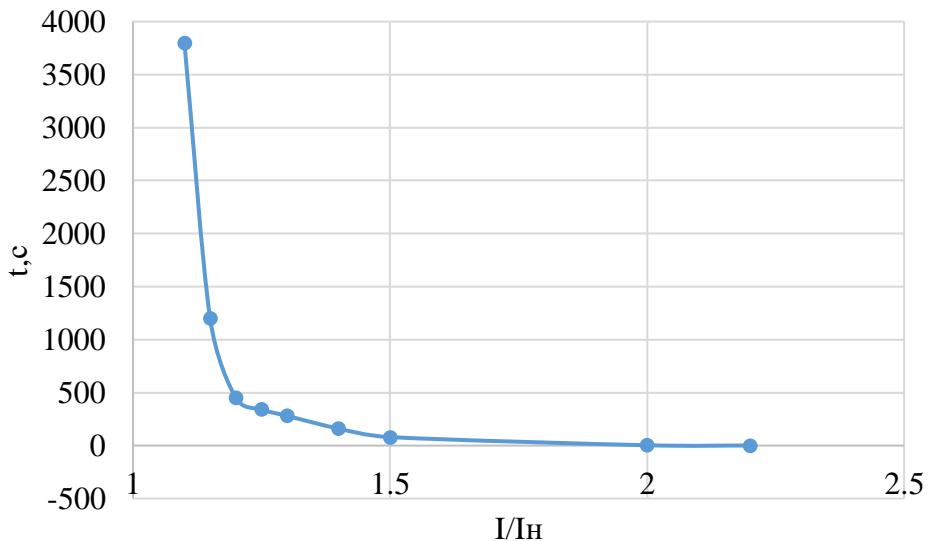


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{ном}} = 1,53 \cdot 1460 = 2233,8 \text{ A}, \quad (104)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Кондомской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 61,25 + \frac{0,8}{2} \cdot 27,25 = 56,27 \text{ Ом}, \quad (106)$$

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

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 230^2}{40} = 152 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{26,5}{40} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{26,5}{220^2} \cdot 26,64 = 0,067,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_{C3I} = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,067 \cdot 4,16 = 0,28 \text{ Ом}, \quad (107)$$

Где  $Z_6$  – базисное сопротивление на генераторном напряжении:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{H\Gamma}} = \frac{10,5^2}{26,5} = 4,16. \quad (108)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,28 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,1 \text{ Ом.} \quad (109)$$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

1) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\Omega}{\text{сек}}$ .

2) Принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\Omega}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1460} = 4,15 \Omega, \quad (110)$$

где  $I_{\text{НАГР}}$  – номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,2} = 2,54, \quad (111)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (112)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (113)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,79^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о.е.}, \quad (114)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,34 \cdot 4,16 = 1,4 \text{ Ом.} \quad (115)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C.3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,4 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,33 \text{ Ом,} \quad (116)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 5,33 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,17 \text{ Ом, } Z_{CM2} = 0,8 \text{ Ом.}$

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

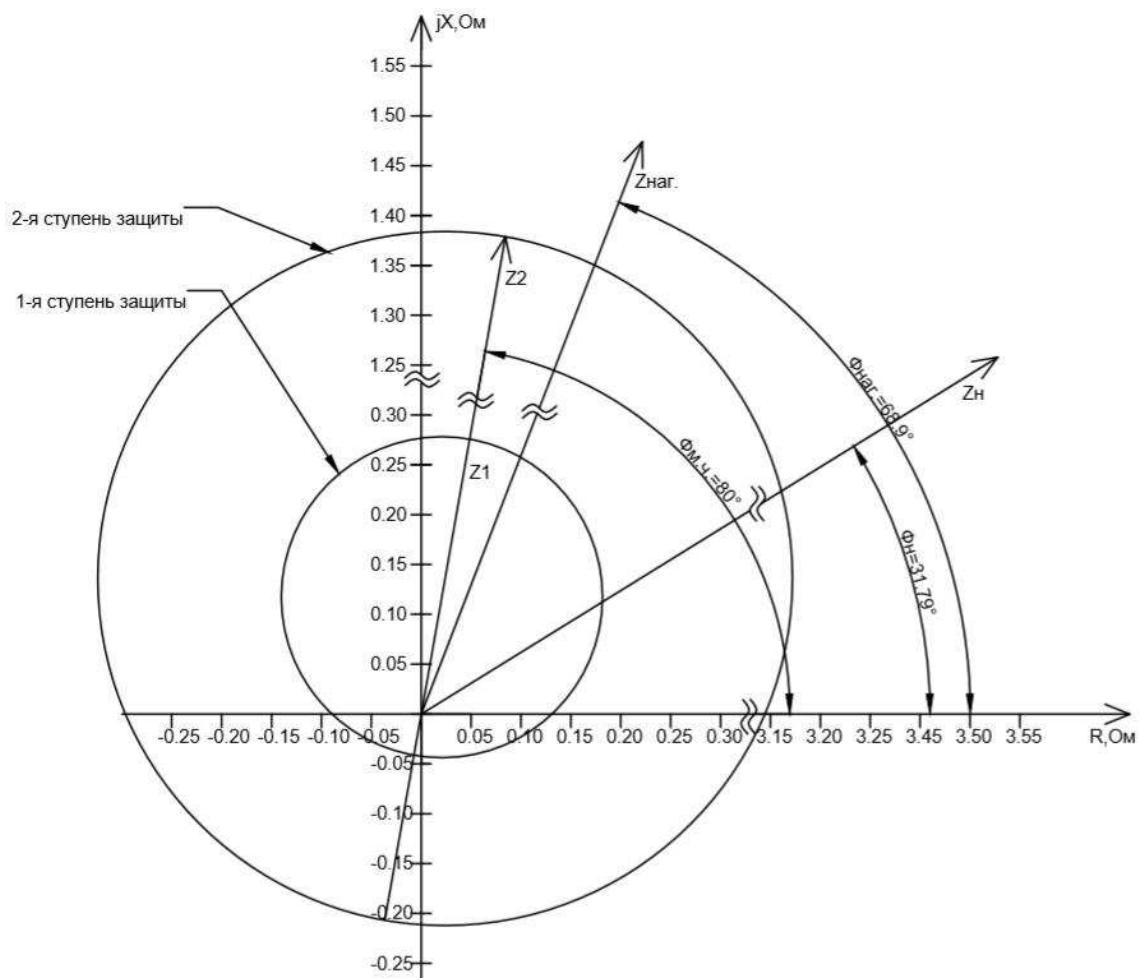


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1027 \text{ A.} \quad (117)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1056 \text{ A.} \quad (118)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{Н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длитель но	250	180	160	120	90	72	45	20

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

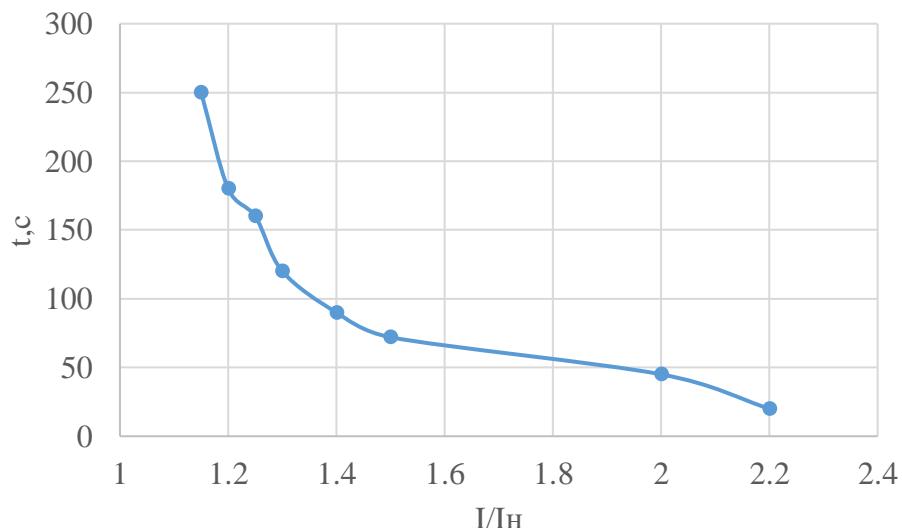


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2057,3 \text{ А.} \quad (119)$$

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

## **5.4 Выбор комплекса защиты блока генератор-трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

## 5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,55 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,82 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,46 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{Сигн}}$	0,25 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	0,55 A
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	0,62 A
			$0,17 \cdot I_H$	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{Сигн}}$	3,9 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	4 A
		OTC	$I_{10\text{TC}}$	5,57 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,067
		2 ступень	$Z_{II}$	0,34
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P\text{ сигн.}}$	2,57 A
		ПО	$I_{P\text{ пуск.}}$	2,64 A
		Отсечка	$I_{P\text{ пуск.}}$	5,143 A

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Защиты			Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖГ ГТ		Отключение В-220 и В-ТСН		Отключение секцион выключ		Предупредительный сигнал			
Наименование	Обозначение																	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$															+	
		$t_2$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
ЗПН	$U >$	$t$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
		1 ступень $t_1$		+	+													
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	1 ступень $t_2$		+	+													
		CO															+	
		ИО		+	+												+	
		OTC I	$t_1$														+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$		$t_2$														+	
			$t_3$	+	+												+	
	CO															+		
	ИО		+	+												+		
ДЗ	$Z <$	OTC	$t_1$														+	
			$t_2$	+	+	+	+										+	
			$t_3$	+	+												+	
		1 ступень		$t_1$													+	
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	$t_2$		+	+	+	+										+	
		2 ступень		$t_1$													+	
		$t_2$															+	
		$t_3$		+	+												+	
			CO														+	
			ИО		+	+												
			Отсечка		+	+												

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

В зависимости от их высоты и типа грунта оснований – IV, по установленной мощности – III. В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий на ГТС – II класс, это обусловлено тем, что ниже по течению реки Кондома находится поселок Мундыбаш, населением 2856 человек в 6 км от створа. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

### **6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины**

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla$  ГГП принимаем величину вычисленную по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (120)$$

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

$a$  – конструктивный запас, для II класса сооружения  $a = 0,6$  м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (121)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра,;

$V$  – расчетная скорость ветра, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$  - ускорение свободного падения.

Длина разгона волны при  $\alpha=0^\circ$

$L = 1200$  м

Условная расчетная глубина в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна}}{2} = \frac{266 - 246}{2} = 10 \text{м.} \quad (122)$$

Тогда по формуле (121):

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1200 \cdot 20^2}{9,81 \cdot 10} \cdot 1 = 0,01027 \text{м}$$

Определение высоты волны производим следующим образом:  
Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_W^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{20^2} = 29,43; \quad (123)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_W} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8; \quad (124)$$

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

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot L}{V_W^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_W}$  определяем параметры:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_W^2} = 0,01 \text{ и } \frac{g \cdot \bar{T}}{V_W} = 1,1 \text{ для } \frac{g \cdot L}{V_W^2}, \quad (125)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_W^2} = 0,08 \text{ и } \frac{g \cdot \bar{T}}{V_W} = 4,0 \text{ для } \frac{g \cdot t}{V_W}. \quad (126)$$

Затем используя меньшие значения  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_W^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_W}$  вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{T} = \frac{1,1 \cdot V_W}{g} = \frac{1,1 \cdot 20}{9,81} = 2,242 \text{ с,} \quad (127)$$

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V_W^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 20^2}{9,81} = 0,407 \text{ м.} \quad (128)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,242^2}{2 \cdot 3,14} = 7,852 \text{ м,} \quad (129)$$

Проверяем условие глубоководности:

$$d = 10 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 7,852 = 3,926 \text{ м}, \quad (130)$$

условие выполнено, то есть зона глубоководная.

Определяем высоту волны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,407 \cdot 2,1 = 0,8547 \text{ м}, \quad (131)$$

где  $K_i = 2,1$  - коэффициент, определяемый по графику, в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V_W^2}$ .

Тогда по формуле определяем гребень грунтовой плотины (120):

$$\nabla \Gamma \Gamma \Pi = 266 + 0,855 + 0,0103 + 0,6 = 267,47 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} \nabla \Gamma \Gamma \Pi &= \nabla \Phi \Pi U + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 269,25 + 0,855 + 0,0103 + 0,6 = \\ &= 270,71 \text{ м} \end{aligned} \quad (132)$$

### 6.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет определяют с целью расчета расхода 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 –  $Q_{ГЭС}$ . Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n < 6$ .

С учетом того, что на Кондомской ГЭС запроектировано 2 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов  $n - 1 = 1$ .

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_p = Q_{\max.och} - Q_{ГЭС}, \quad (133)$$

где  $Q_{\max.och} = 436 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расход для основного расчетного случая **1,0%** обеспеченности для II класса сооружений.

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 266 - 249,8 = 16,2 \text{ м} \quad (134)$$

$H_{\text{осн}} > H_{min}$ ,  $16,2 > 15,9$ , соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{\Gamma A} = \frac{N_{\Gamma A}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{24 \cdot 1000}{9,81 \cdot 16,2 \cdot 0,914} = 166 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (135)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = 1 \cdot 166 = 166 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_p = 436 - 166 = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{q_b} = \frac{270}{28,8} = 9,4 \quad (136)$$

$q_b$  – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 23,04 = 28,8 \text{ м}^2/\text{с} \quad (137)$$

$q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = 6 \cdot 3,84 = 23,04 \text{ м}^2/\text{с} \quad (138)$$

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНА} = 3,84 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\text{осн.}max}$ ;

$[v_h] = 6 \text{ м/с}$  – допустимая скорость для скальных оснований.

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n \quad (139)$$

$n$  – число пролетов (не менее 2–3)

$b$  – стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимает 2 пролета стандартной ширины 5 м, тогда ширина водосливного фронта будет равна:

Тогда по формуле рассчитываем ширину водосливного фронта В (139):

$$B = 2 \cdot 5 = 10 \text{ м}$$

## 6.4 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{270}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,37 \text{ м}, \quad (140)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $m \approx 0,49$ .

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

$$\begin{aligned} H_{02} &= \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{cж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \\ &= \left( \frac{173}{0,49 \cdot 0,938 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,6 \text{ м}, \end{aligned} \quad (141)$$

где  $\sigma_{cж}$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45 \cdot 5,37}{2 \cdot 5} = 0,938 \quad (142)$$

где  $\xi_0 = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

$\xi = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев.

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 5,6 - \frac{1,1 \cdot 1,125^2}{2 \cdot 9,81} = 5,53 \text{ м}, \quad (143)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} =$$

$$= \frac{270}{(266 - 246)(10 + (2 - 1) \cdot 2)} = 1,125 \text{ м/с.} \quad (144)$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 6 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla HPU - H_{\text{ст}} = 266 - 6 = 260 \text{ м.} \quad (145)$$

## 6.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим проверочный расход через водосливную плотину:

$$\begin{aligned} Q_{\text{п.пов}} &= Q_{\text{пов.max}} - Q_{\Gamma A} \cdot (n - 1) - Q_c = 746 - 166 \cdot (2 - 1) = \\ &= 580 \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned} \quad (146)$$

где  $Q_{\text{пов.max}}$  – максимальный расчетный расход, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$Q_{\Gamma A}$  – расход через все агрегаты.

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{п.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{580}{0,49 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,94 \text{ м.} \quad (147)$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02\text{пов.}}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$\begin{aligned} H_{02\text{пов.}} &= \left( \frac{Q_{\text{п.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{580}{0,49 \cdot 0,905 \cdot 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} \\ &= 9,55 \text{ м,} \end{aligned} \quad (148)$$

$$\begin{aligned} \text{где } \sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов.}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45 \cdot 8,94}{2 \cdot 5} = \\ &= 0,905 \text{ м} \end{aligned} \quad (149)$$

$m_{\text{пов}}$  – коэффициент расхода для поверочного случая.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 9,55 - \frac{1,1 \cdot 2,3^2}{2 \cdot 9,81} = 9,25 \text{ м}, \quad (150)$$

где  $v_{0\text{пов}} = \frac{\rho_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{580}{(267 - 246) \cdot (10 + (2 - 1) \cdot 2)} = 2,3 \text{ м/с.}$

$$(151)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 260 + 9,25 = 269,25 \text{ м.} \quad (152)$$

Выбираем отметку  $\Phi\text{ПУ} = 269,25 \text{ м.}$

## 6.6 Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицерова

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются таблицы 6.1 на  $H_{\text{ст}}$ . Оголовок плотины на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля

№ точки	x	y	x·Hст	y·Hст
1	0	0,126	0	0,756
2	0,1	0,036	0,6	0,216
3	0,2	0,007	1,2	0,042
4	0,3	0	1,8	0
5	0,4	0,006	2,4	0,036
6	0,5	0,027	3	0,162
7	0,6	0,06	3,6	0,36
8	0,7	0,1	4,2	0,6
9	0,8	0,146	4,8	0,876
10	0,9	0,198	5,4	1,188
11	1	0,256	6	1,536
12	1,1	0,321	6,6	1,926
13	1,2	0,394	7,2	2,364
14	1,3	0,475	7,8	2,85
15	1,4	0,564	8,4	3,384

Окончание таблицы 6.1

№ точки	x	y	x·Нст	y·Нст
16	1,5	0,661	9	3,966
17	1,6	0,764	9,6	4,584
18	1,7	0,873	10,2	5,238
19	1,8	0,987	10,8	5,922
20	1,9	1,108	11,4	6,648

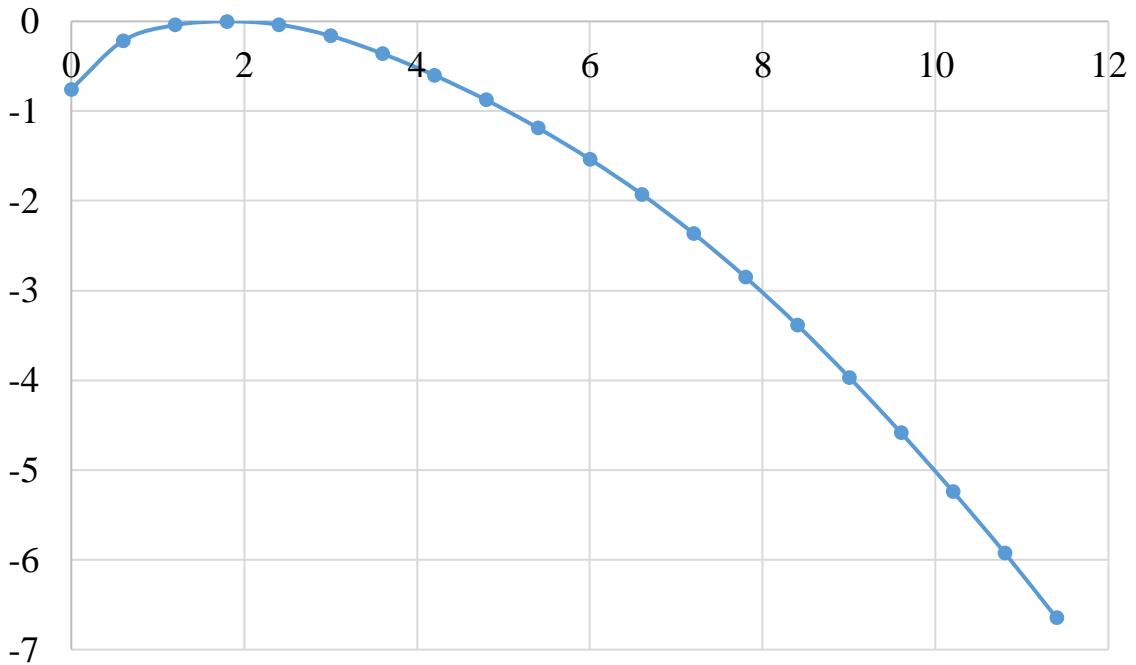


Рисунок 6.1 - Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.7 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

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

Рассчитаем критическую глубину:

$$h_{\text{kp}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 270^2}{(10 + (2 - 1) \cdot 2)^2 \cdot 9,81}} = 3,84 \text{ м.} \quad (153)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (266 - 246 - 0)}} = \\ = 1,08 \text{ м.} \quad (154)$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_B} = \frac{270}{10 + (2 - 1) \cdot 3}, 77 \text{ м}^3 \quad (155)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (266 - 246 - 1,08)}} = \\ = 1,11 \quad (156)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,11}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,84}{1,11} \right)^3} - 1 \right) = \\ = 9,56 \text{ м.} \quad (157)$$

Сопоставляя  $h_{NB}$  и  $h''_c$ , определяет форму сопряжения бьефов:

$h''_c = 9,56 \text{ м} > h_{NB} = 3,84 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому проектируем водобойную стенку.

### Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ct} = \sigma h''_c - H_{ct}, \quad (158)$$

где  $H_{ct}$  – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{ct} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = \\ = \left( \frac{20,77}{0,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,56)^2} = 4,94 \text{ м;} \quad (159)$$

где  $\sigma$  – коэффициент запаса, принимается равным 1,1;

$m$  – коэффициент профиля водобойной стенки.

$$h_{ct} = 1,1 \cdot 9,56 - 4,94 = 5,58 \text{ м.}$$

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h'_c)}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (5,58 + 4,94 - 0)}} = \\ &= 1,49 \text{ м}; \end{aligned} \quad (160)$$

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h'_c)}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (5,58 + 4,94 - 1,49)}} = \\ &= 1,6 \text{ м}; \end{aligned} \quad (161)$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,6}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,84}{1,6} \right)^3} - 1 \right) = \\ &= 7,65 \text{ м}. \end{aligned} \quad (162)$$

Так как  $h''_c = 7,65 \text{ м} < h_{HB} = 3,84 \text{ м}$ , прыжок затопленный.

$h''_c > h_{HB}$  – прыжок отогнанный, вместо стенки принимаем водобойный колодец.

Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца  $B_k$  принимаем равной:

$$B_K = B_B$$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_K = \sigma \cdot h_c^{\infty} - (h_{HB} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 9,56 - (3,84 + 1,37) = 5,31 \text{ м} \quad (163)$$

Где перепад  $\Delta Z$ , вычисляется:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= \left( \frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{HB}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c'^2} \right) \\ &= \left( \frac{20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,97^2 \cdot 3,84^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 9,56^2} \right) \\ &= 1,37 \text{ м} \end{aligned} \quad (164)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 266 - 246 = 20 \text{ м} \quad (165)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (20 - 0)}} = 1,08 \text{ м} \quad (166)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (20 - 1,08)}} = 1,11 \text{ м} \quad (167)$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,11}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,84}{1,11} \right)^3} - 1 \right) \\ &= 9,56 \text{ м} \end{aligned} \quad (168)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_K = 266 - 246 + 5,31 = 25,31 \text{ м} \quad (169)$$

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (25,31 - 1,11)}} \\ &= 0,98 \text{ м} \end{aligned} \quad (170)$$

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (25,31 - 0,98)}} \\ &= 0,98 \text{ м} \end{aligned} \quad (171)$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,98}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,84}{0,98} \right)^3} - 1 \right) \\ &= 10,27 \text{ м} \end{aligned} \quad (172)$$

Определяем новую глубину колодца:

$$\begin{aligned}
\Delta Z &= \left( \frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c'^2} \right) = \\
&= \left( \frac{20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,97^2 \cdot 3,84^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,27^2} \right) = \\
&= 1,4 \text{ м}
\end{aligned} \tag{173}$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 10,27 - (3,84 + 1,4) = 6,06 \text{ м} \tag{174}$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{6,06 - 5,31}{6,06} \cdot 100\% = 12,38 \% \tag{175}$$

Условие не выполняется  $0,1 \cdot d_K$

Вычисляем новые сопряжения глубины.

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} + d_K = 266 - 246 + 6,06 = 26,06 \text{ м} \tag{176}$$

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned}
h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (26,06 - 0,98)}} \\
&= 0,96 \text{ м}
\end{aligned} \tag{177}$$

$$\begin{aligned}
h'_c &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{20,77}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (25,31 - 0,96)}} \\
&= 0,98 \text{ м}
\end{aligned} \tag{178}$$

$$\begin{aligned}
h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{kp}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,96}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,84}{0,96} \right)^3} - 1 \right) \\
&= 10,39 \text{ м}
\end{aligned} \tag{179}$$

Определяем новую глубину колодца:

$$\begin{aligned}
\Delta Z &= \left( \frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} \right) - \left( \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c'^2} \right) = \\
&= \left( \frac{20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,97^2 \cdot 3,84^2} \right) - \left( \frac{1,1 \cdot 20,77^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,39^2} \right) = \\
&= 1,4 \text{ м}
\end{aligned} \tag{180}$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 10,39 - (3,84 + 1,4) = 6,12 \text{ м} \tag{181}$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{6,12 - 6,06}{6,12} \cdot 100\% = 0,98 \% \quad (182)$$

Принимаем глубину колодца:

$$d_k = 6,12 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{ДНО}} - d_K = 246 - 6,12 = 239,88 \quad (183)$$

## 6.8 Конструирование бетонной плотины

### 6.8.1 Определение ширины подошвы

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным (рисунок 6.2). Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

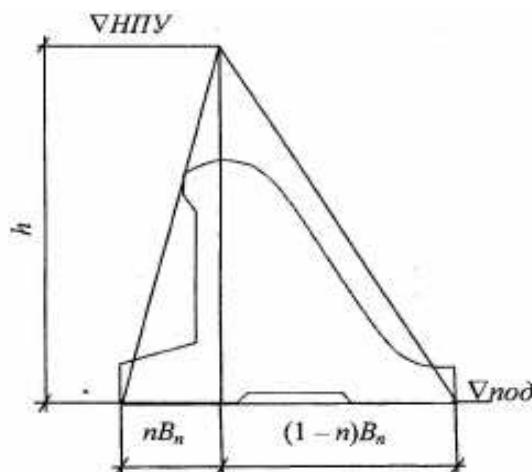


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Так как основание скальное, принимаем ширину подошвы:

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 21 = 14,7 \text{ м}, \quad (184)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 266 - 245 = 21 \text{ м} \quad (185)$$

где  $\nabla_{\text{под}}$  – отметка подошвы плотины.

## 6.8.2 Разрезка бетонных плотин швами

Так как основание скальное, то примем температурные швы шириной 0,8 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

Поскольку бык неразрезной конструкции, то примем расстояние, между швами равное 14 м

## 6.8.3 Быки

Поскольку стандартная ширина пролета ( $b$ ), принятая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей, равная в нашем случае 5, то толщина быка:

$$d > (0,2 - 0,25)b \rightarrow d > 0,25 \cdot 5 \rightarrow d > 1,25 \text{ м.} \quad (186)$$

Примем неразрезной бык толщиной  $d = 2$  м.

Толщину пазового перешейка быка назначим 1 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму для того, чтобы коэффициент бокового сжатия был по возможности наибольшим.

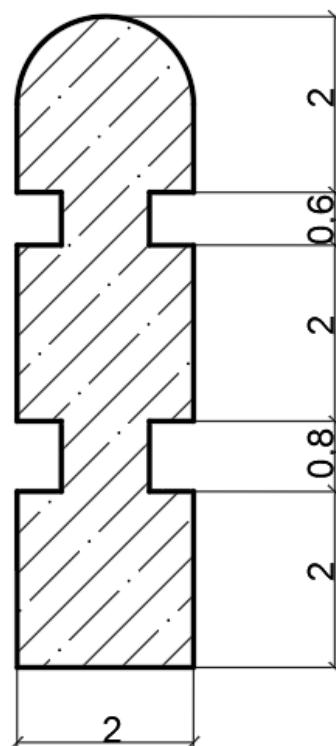


Рисунок 6.3 - Схема быка в плане

#### **6.8.4 Галереи в теле плотины**

Размеры галерей принимаем: смотровая – 2x3,0 м; цементационно-дренажная – 3,5x4,0 м. На отметках 247 и 245 .

#### **6.8.5 Элементы подземного контура плотины**

На скальных основаниях применяют цементационные завесы (для увеличения пути прохождения фильтрационного потока).

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}; \quad (187)$$

где  $\Delta H_3 = 11,6$  м – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта

$J_{cr,m} = 15$  – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов основания

$$\delta_3 = \frac{11,6 \cdot 1,2}{15} = 0,93 \text{ м}$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min}); \quad (188)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,8 \cdot (266 - 246,6) = 15,5 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до завесы принимаем:

$$l_3 = 2,0 + 1,75 = 3,75 \text{ м.}$$

Для отвода профильтровавшей воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем  $d = 0,15$  (м).

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}; \quad (189)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 15,5 = 7,7 \text{ м.}$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем:  $l_2 = 4 \text{ м.}$

## 6.9 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа

### 6.9.1 Водобой

Толщину водобойной плиты определяем по формуле:

$$\delta_v = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (190)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_{\text{водоб}}}{h'_c} = \frac{20,77}{1,11} = 18,7 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (191)$$

$$\delta_v = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 18,7 \cdot \sqrt{1,11} = 2,95 \text{ м} \quad (192)$$

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пп}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\text{``}} - h_c^{\text{'}}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,56 - 1,11) = 42,64 \text{ м} \quad (193)$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = 0,9 \cdot l_{\text{пп}} = 0,9 \cdot 42,64 = 38,38 \text{ м} \quad (194)$$

### 6.5.2 Рисберма

За стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит размером 15 м, расположенных в шахматном порядке. По течению крепление облегчается за счет уменьшения толщины плит.

Плиты имеют дренажные отверстия размером 0,25 м на расстоянии 5 м друг от друга.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_B = 1,3 \text{ м.} \quad (195)$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.1}} = 0,9 \text{ м.} \quad (196)$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.2}} = 0,6 \text{ м.} \quad (197)$$

## 6.10 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определим площадь одного водосбросного отверстия  $\omega_{\text{бо}}$ , затем назначим размеры водосбросного отверстия:

$$Q = \mu \omega_{\text{бо}} \sqrt{2gH_{\text{бо}}}; \quad (198)$$

$$\omega_{\text{бо}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{бо}}}} = \frac{209}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 12,5}} = 16,48 \text{ м}^2 \quad (199)$$

$$Q = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{прит}}}{n} = \frac{(1,586 + 1,123) \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 209 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (200)$$

$$H_{\text{бо}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 266 - 253,5 = 12,5 \text{ м}, \quad (201)$$

где  $\nabla \text{ВО}$  – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{бо}}}{2} = 252 + \frac{3}{2} = 253,5 \text{ м}, \quad (202)$$

где  $h_{\text{бо}} = 3 \text{ м}$  – высота отверстия, принятая предварительно, м;  
 $\nabla \text{ПО}$  – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{п}} = 246 + 6 = 252 \text{ м}, \quad (203)$$

где  $h_{\text{п}} = 6 \text{ м}$  – высота порога, м.

Принимаем количество донных водосбросов  $n = 2$ .

## 6.11 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.11.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$$S_{\text{пл}} = 158 \text{ м}^2;$$

$$S_6 = 322 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{158 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{5 + 2} = 2657,1 \text{ кН/м}, \quad (204)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь сечения водосливной плотины без зуба;  
 $b$  – ширина пролета;  
 $\delta_6$  – ширина быка.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{322 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{5 + 2} = 2166 \text{ кН/м}, \quad (205)$$

где  $S_6$  – площадь сечения быка без зуба.  
Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 48,75 \cdot \sqrt{48,75} \cdot 9,81 = 183,65 \text{ кН}, \quad (206)$$

где  $f$  - площадь затвора находится по формуле:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (269,25 - 260 + 0,5) \cdot 5 = 48,75 \text{ м}^2 \quad (207)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{183,65}{5 + 2} = 26,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (208)$$

## 6.11.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.  
Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

1) с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 21^2 \cdot 1}{2} = 2163,1 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (209)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 266 - 245 = 21 \text{ м.}$  (210)

2) с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 1,6^2 \cdot 1}{2} = 12,56 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (211)$$

где  $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 246,6 - 245 = 1,6 \text{ м}$  (212)

## 6.11.3 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (213)$$

где  $h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,8547^2}{7,852} = 0,292 \text{ м},$  (214)

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,8547 \cdot \left( \frac{7,852}{3,14} + \frac{0,292}{2} \right) = 11,095 \text{ кН.}$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже УВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,852}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,8547 = 0,93 \text{ м.} \quad (215)$$

Эпюра волнового давления представлена в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на расстоянии  $1,1 \cdot h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,8547 = 0,94 \text{ м}$  над УВБ, а другая ниже УВБ на  $5 \cdot h_{1\%} = 5 \cdot 0,8547 = 4,335 \text{ м.}$

Плечо волнового воздействия находится по формуле:

$$L = \text{НПУ} - \text{ПОД} - y_c = 266 - 245 - 0,94 = 20,07 \text{ м.} \quad (216)$$

#### 6.11.4 Фильтрационное и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для 2 класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 266 - 246,6 = 19,4 \text{ м.} \quad (217)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 19,4 = 7,76 \text{ м.} \quad (218)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 19,4 = 3,88 \text{ м.} \quad (219)$$

Сила взвешивающего давления определим по формуле:

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1 \cdot 9,81 \cdot 23,52 = 230,73 \text{ кН.} \quad (220)$$

где  $S_{эп}$ - площади эпюры взвешивающего давления, определена с помощью AutoCAD,  $S_{эп}=23,52 \text{ м}^2$ .

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1 \cdot 9,81 \cdot 87,69 = 860,24 \text{ кН.} \quad (221)$$

#### 6.12 Расчет прочности плотины

Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате расчёта определяют напряжения в плотине, которые затем сравнивают с критериями прочности.

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

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Действующие нагрузки

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	2163,1	7	15141,7
Тн	1	←	12,56	0,53	-6,66
Gб	0,95	↓	2057,7	3	-6173,1
Gпл	0,95	↓	2524,25	1,54	-3887,35
Wвзв	1	↑	230,73	0	0
Wф	1	↑	860,24	3,40	2924,82
Qз	0,9	↓	165,285	6,95	-1148,73
Wволн	1	→	11,095	20,07	222,68
$\Sigma N$		↓↑	3656,265		
$\Sigma M$			7073,36		

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{3656,265}{14,7} + \frac{6 \cdot 7073,36}{14,7^2} \\ = -52,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (222)$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -52,32 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 21(1 - 0^2) = \\ = -206,01 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (223)$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчёты сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае  $m_u = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 21 - 52,32) \cdot 0 = 0 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \quad (224)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -52,32 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 21 \cdot 0^2 = \\ &= -52,32 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \end{aligned} \quad (225)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 21 = -206,01 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (226)$$

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{3656,265}{14,7} - \frac{6 \cdot 7073,36}{14,7^2} = -445,10 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (227)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -445,10 \cdot (-0,7)^2 - 9,81 \cdot 1,6 \cdot (1 - 0,7^2) = -226,10 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \end{aligned} \quad (228)$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;  
Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 1,6 - 445,10) \cdot 0,7 = \\ &= 300,58 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}; \end{aligned} \quad (229)$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -445,10 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 1,6 \cdot 0,7^2 = -670,89 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \end{aligned} \quad (230)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 1,6 = -15,7 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \quad (231)$$

Для наглядности сведём всё в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м <sup>2</sup> .	Со стороны НБ	Значение, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y^u$	-52,32	$\sigma_y^t$	-445,10
$\sigma_x^u$	-206,01	$\sigma_x^t$	-226,10
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	300,58
$\sigma_1^u$	-52,32	$\sigma_3^t$	-670,89
$\sigma_3^u$	-206,01	$\sigma_1^t$	-15,7

## 6.13 Критерии прочности плотины

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

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (232)$$

$$-52,32 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

- 2) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (233)$$

$$52,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 21 \geq 51,5 \text{ кН/м}^2.$$

- 3) Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (234)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

Предварительно принимаем класс бетона B10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 19650 \text{ кН/м}^2$ :

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-670,89| \leq 0,9 \cdot 19650 \\ 805,07 \leq 17685$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.14 Расчёт устойчивости плотины

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (235)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взB}} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = (2524,25 + 2057,7 - 230,73 - 860,24 + 165,285) \cdot 0,7 + 100 \cdot 14,7 = 4029,38 \frac{\text{kH}}{\text{m}}, \quad (236)$$

где  $\varphi = 35^\circ$  – угол внутреннего трения для грунта основания;  
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для грунта основания;  
 $\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 14,7 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{h}} + W_{\text{вол}} = 2163,1 - 12,56 + 11,095 = 2161,635 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \quad (237)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{4029,38 \cdot 0,95}{2161,635 \cdot 1} = 1,77.$$

$$1,77 \geq 1,2 .$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности, а также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

Сбор нагрузок на водосливную плотину представлен в приложении Д на рисунке Д.1.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач эксплуатационной службы Кондомской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на гидроэлектростанциях (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей государственной важности. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регламентируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, локальных производственных и должностных инструкций. Главным из них является Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений". Требованием закона "О безопасности ГТС" является составление декларации о безопасности ГТС, которая определяется Положением, утвержденным Правительством Российской Федерации. Данное положение определяет содержание и порядок составления декларации безопасности ГТС. Государственная экспертиза является обязательной для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, реставрации или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на владельце гидроэлектростанции. Мониторинг состояния основных сооружений Кондомской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав оперативного штаба входит специальное подразделение, задачей которого является измерение контролируемых показателей с помощью КИА, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании вышеизложенного и акта оценки ГТС подготовлена Декларация по безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проект правил эксплуатации и регламентов, а также определяются характер и масштабы возможных аварий и рекомендации по их предотвращению и устраниению явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и технических средствах на месте установки, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрирована в пост управления уровнем (верхним) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и

управления, и включает в себя комплекс технических средств, позволяющих осуществлять локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуска систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

1) оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;

2) формирование сигналов и команд управления в автоматических системах пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие клапанов, приведение в действие приводов механизмов) и устройствах различного назначения: вентиляционных, извещательных и других устройствах автоматики;

3) выдача команд и сигналов на сигнализацию (световую и звуковую), а также на контроллеры местного уровня;

4) передача данных оператору, на сервер базы данных автоматизированной системы управления, на пульт пожаротушения и пожарной сигнализации;

5) мониторинг производительности системы.

Силовые трансформаторы ТД-40000/220У1, на ГЭС являются возможными объектами пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому они гасятся автоматически с пуском трансформаторной защиты. Для этого по периметру трансформатора на безопасном расстоянии устанавливаются кольцевые трубопроводы, где вертикально устанавливаются разбрызгиватели.

Кабельные сооружения ГЭС должны быть оборудованы автоматическими системами пожаротушения, представляющими собой систему трубопроводов, подводящих воду к пожарному объекту, а также запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащен системой обнаружения и оповещения о пожаре, которая используется для обнаружения пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматическим подводом воды к очагу пожара.

Будут предусмотрены специальные меры по минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Кондомской ГЭС. Проведение инструктажа по пожарной безопасности персонала ответственными лицами с проверкой знаний в установленные сроки по проверке правил поведения работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны быть обучены пожарной безопасности. Обучение сотрудников включает в себя:

Вводный инструктаж по пожарной безопасности;

Регулярные инструктажи (первичные, внеплановые, периодические и целевые) по вопросам пожарной безопасности;

Для обучения пожарной безопасности;

Совершенствование знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и др.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности, подлежат дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в самых безопасных местах на территории гидроэлектростанции. Различные пожарные датчики будут размещены во всех помещениях, зданиях и складах. Огнетушители устанавливаются во всех необходимых местах.

Для тушения пожаров на генераторах типа ВГС 700/100-48 мощностью 26,5 МВт предусмотрена автоматическая система водяного пожаротушения (АПТ).

Каждый объект станции оснащен системой пожарной сигнализации, которая используется для контроля за пожарным состоянием охраняемого объекта.

### **7.3 Охрана труда**

Успех системы управления охраной труда зависит от обязательств, принятых на всех уровнях управления, всеми подразделениями и сотрудниками организации.

Основной целью улучшения условий труда является достижение социального эффекта, то есть обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работников, снижение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда также даст экономические результаты: увеличение прибыли; снижение затрат, связанных с компенсацией труда с вредными и тяжелыми условиями труда; снижение потерь, связанных с травмами, профессиональными заболеваниями; снижение текучести кадров и др. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт "система норм охраны труда".

На промышленных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- 1) создание службы охраны труда;
- 2) проведение аттестации рабочих мест;
- 3) проведение инструктажа с работниками организации;
- 4) разработка и утверждение нормативных правовых актов и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и эксплуатация гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватории, где они расположены, а также основного и вспомогательного оборудования, средств механизации и автоматизации должны соответствовать действующим строительным нормам и

правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, российского реестра гидротехнических сооружений., Федеральные законы" Об основах охраны труда в Российской Федерации "и" О безопасности гидротехнических сооружений", санитарные правила организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию, нормативные акты по охране труда Ростехнадзора России, государственные стандарты охраны труда, Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, межотраслевые правила по охране труда (правила техники безопасности) при эксплуатации электроустановок, правила по электромонтажным работам (правила охраны труда) при эксплуатации электроустановок., Правила пожарной безопасности в Российской Федерации и иные действующие государственные и отраслевые нормативные правовые акты.

На Кондомской ГЭС должно быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, которое является организационно-учебным центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и иные лица, осуществляющие техническое обслуживание электроустановок, осуществляющие оперативную коммутацию, организующие и выполняющие строительно-монтажные, пусконаладочные, ремонтные, испытательные и измерительные работы, обязаны соблюдать требования законодательства, действующие правила по охране труда (правила техники безопасности), нормативы, нормативы организации (инструкции) ГЭС.

Каждый сотрудник станции будет обучен безопасным методам работы при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электробезопасности, пожарной и взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ на право выполнения этих работ.

Электроустановки Кондомской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут оснащены испытанными, готовыми к применению средствами защиты, а также средствами первой медицинской помощи в соответствии с действующими нормами и правилами.

Организационными мерами, обеспечивающими безопасность работ на гидроэлектростанциях, являются:

- 1) оформление работ по заказу, заказу или перечню работ, выполненных в порядке текущей эксплуатации;
- 2) доступ к работе;
- 3) надзор во время эксплуатации;
- 4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, прекращения работы.

На Кондомской ГЭС будут разработаны безопасные маршруты движения и доведены до сведения всего персонала, находящегося на территории к месту

проведения работ, оперативные планы тушения пожара и эвакуации людей в случае возникновения пожара или чрезвычайной ситуации.

Для всех подразделений будут разработаны рабочие инструкции по охране труда.

## **8 Охрана окружающей среды**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, воздействие на окружающую среду оказывает гидроэлектростанция в целом.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации гидроэлектростанций направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов и животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- 1) Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- 2) Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- 3) Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- 4) Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- 5) Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- 6) Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002

### **8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС**

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

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) 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:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 2 км от ГЭС находится населенный пункт – с. Мундыбаш, 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 Кондома от сбросов Кондомской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения с. Мундыбаш, в пределах промплощадок объектов Кондомской 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;

## **8.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу**

Эксплуатация Кондомской ГЭС в качестве гидроэлектростанции не приведет к значительным выбросам в атмосферу. Однако различные строительные работы на этапе строительства плотины могут привести к выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. В частности, источниками выбросов станут автомобили и другое оборудование, используемое в строительных работах. Чтобы решить эту проблему, мы проводим мониторинг для оценки качества атмосферного воздуха.

## **8.3 Обращение с отходами**

Образование и утилизация отходов является одной из важнейших задач как на этапе строительства Кондомской ГЭС, так и в ее дальнейшей эксплуатации.

Источниками образования отходов при строительстве являются строительство плотины и подготовка ложа (включая лесосводку, санацию территории населённых пунктов).

Основным, наиболее массовым, видом отходов при строительстве Кондомской ГЭС является строительный мусор, который будет образовываться на строительной площадке и территории строительных баз.

В связи с этим, в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m \quad (238)$$

$N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (342774 м<sup>3</sup>)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{342774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 15425 \text{ т}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m \quad (239)$$

$N$ - количество арматуры, т (76 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{76 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,52 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет сформировано 15425 тонн лома железобетонных изделий (бетонные отходы в кусковом виде), 1,52 тонны отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Бетонные отходы должны быть вывезены на специализированный полигон для захоронения. Отходы черных металлов должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов для дальнейшего переплава, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **9 Технико-экономические показатели**

### **9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергию выражается в рублях за потребленный киловатт–час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2024	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность, МВт	53	53	53	53	53
Число часов использования установленной мощности	3170	3170	3170	3170	3170
Выработка электроэнергии, МВт·ч	152160	152160	152160	152160	152160
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	2282,4	2282,4	2282,4	2282,4	2282,4
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	149878	149878	149878	149878	149878
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	171,25	176,04	180,70	185,07	189,14
НДС к выручке, млн. руб.	28,54	29,34	30,11	30,84	31,52

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

#### **9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии**

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 1) амортизационные отчисления;
- 2) расходы по страхованию имущества;
- 3) эксплуатационные расходы;
- 4) расходы на ремонт производственных фондов;
- 5) расходы на услуги регулирующих организаций;
- 6) налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	12249,6
Прочие расходы	274	13152
Итого		25401,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,011
От 6 до 15 лет	0,014
От 16 до 25	0,23

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	6,5
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,4
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,11
Итого		7,01

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Кондома составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2023 г. по 2026 г. приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн. руб.	41,1	41,1	41,1	41,1
Расходы на страхование, млн. руб.	0,7	0,7	0,7	0,7
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	25,4	25,4	25,4	25,4
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,7	1,7	1,7	1,7
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	7,01	7,01	7,01	7,01
Налог на воду, млн. руб.	1,6	1,6	1,6	1,6
Итого, млн. руб.	77,51	77,51	77,51	77,51

### 9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- 1) налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- 2) налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- 3) налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- 4) налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- 5) взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы за 2025-2029 гг. приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн. руб.	3473,39	8974,09	12095,01	12402,24	12705,09
НДС, млн. руб.	13192,09	13553,67	14037,73	14326,60	14611,10
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	746,64	443,70	342,72	342,72	342,72
Налог на имущество, млн. руб.	4485,49	4207,26	4166,40	4074,63	3982,85
Итого	21897,61	27178,72	30641,86	31146,18	31641,76

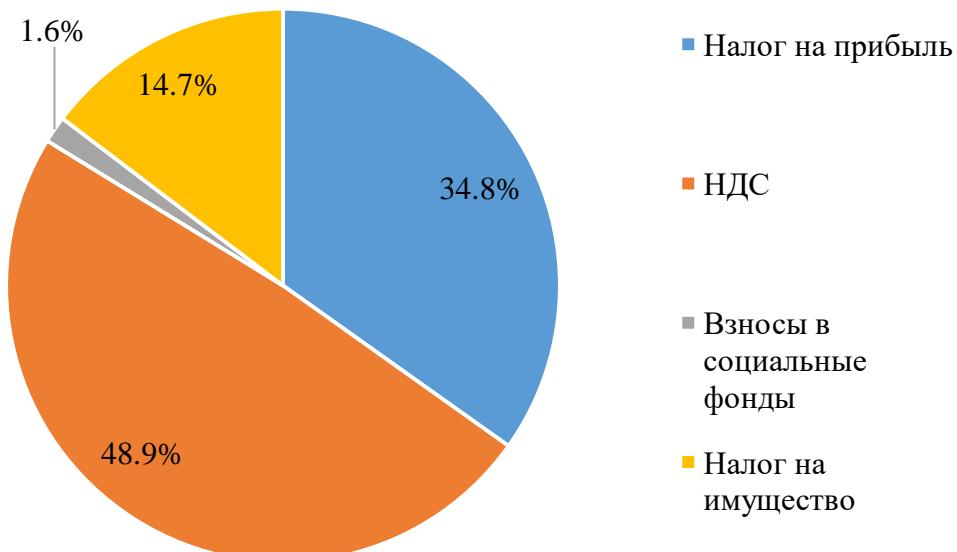


Рисунок 9.1 – Структура налоговых расходов

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль.

Из таблицы 9.6 можно увидеть, что ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

## **9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлены в млн. руб. в таблице 9.7.  
Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто)	14672,65	32194,81	56842,35	64781,14	66382,44
Текущие расходы	1363,46	3707,50	5805,94	6469,05	56468,99
ЕБИТ (прибыль до налогообложения)	17607,18	38633,77	68210,82	77737,37	79658,92
Скорректированный налог на прибыль	3521,44	7726,75	13642,16	15547,47	15931,78
NOPAT (чистая прибыль)	14085,74	30907,02	54568,66	62189,89	63727,14
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20
Год	2024	2025	2026	2027	2028

По данным таблицы 9.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 9.2.

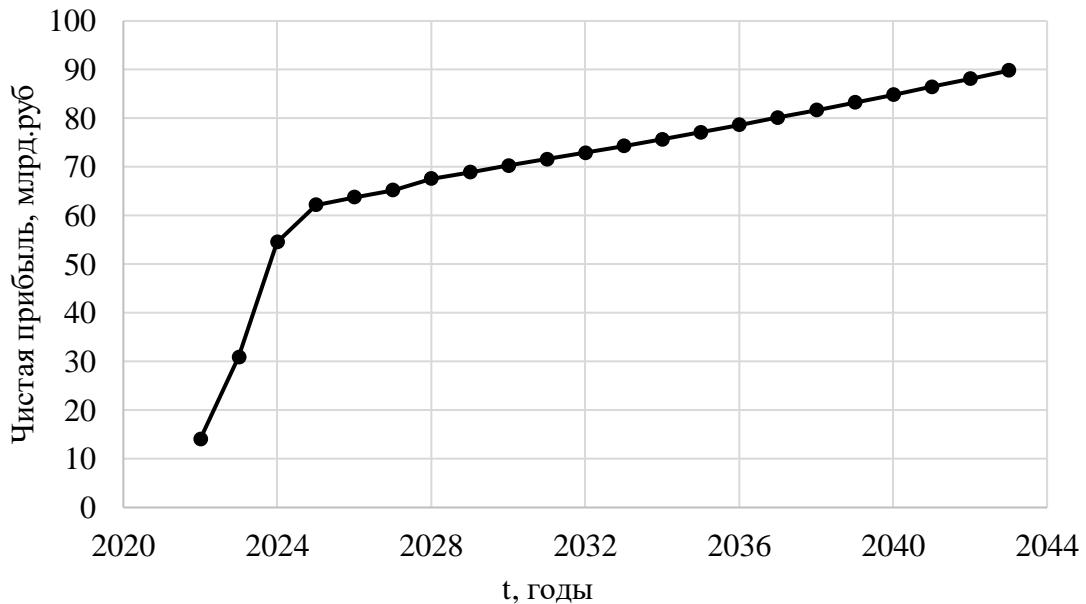


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что проект увеличивает свою экономическую эффективность с 2024 по 2044 год.

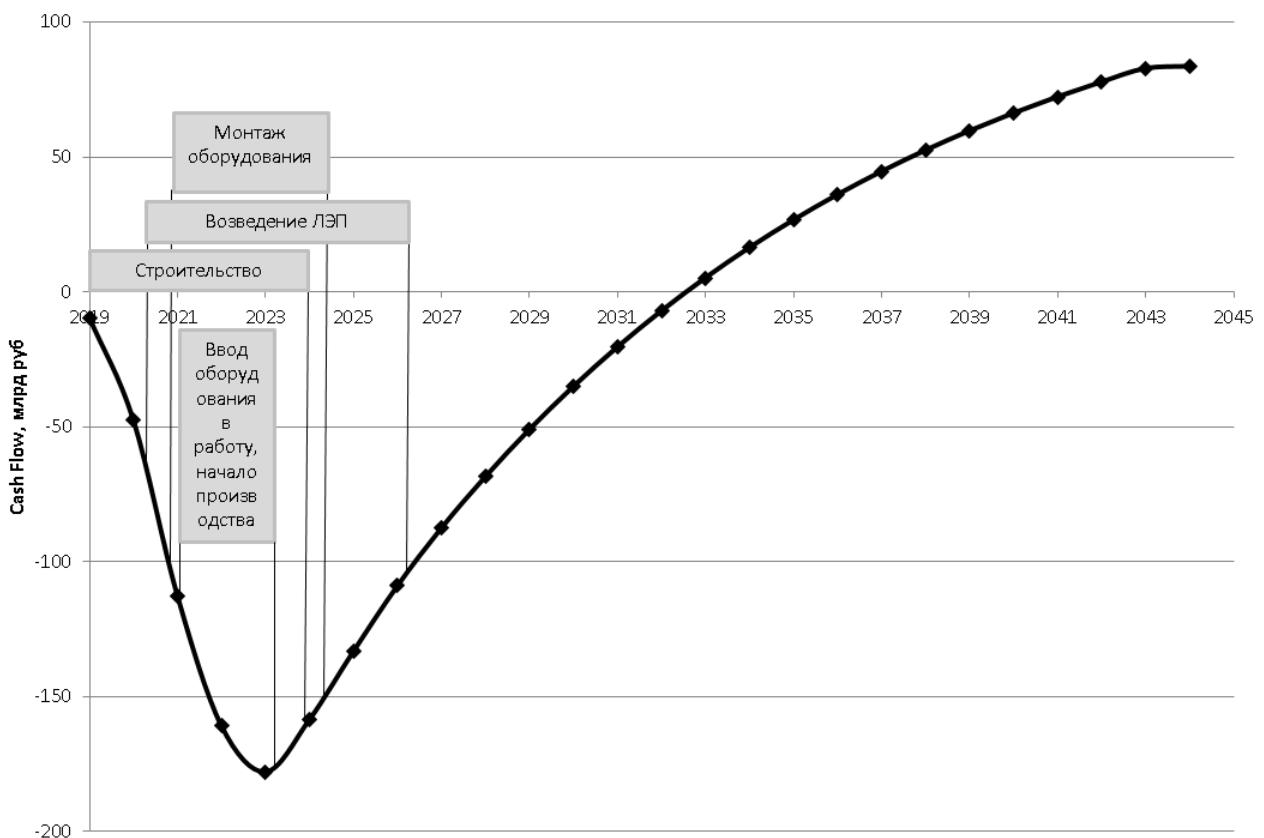


Рисунок 9.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

### 9.3 Оценка инвестиционного проекта

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

#### 9.3.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) период прогнозирования для Кондомской ГЭС составляет 25 лет;
- 2) созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской

экономики.

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

Динамика тарифов на электроэнергию для Кемеровской области принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### 9.3.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 9.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Кондомской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	116
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	83467136527
Индекс прибыльности – PI	1,47
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	16,38
Себестоимость руб./кВт·ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб./кВт	51270,67

Из показателей, которые приведены в таблице 9.8 видно, что период окупаемости составляет 9,7 года, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

### 9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2024	2025	2026	2027	2028	2029
В Федеральный бюджет, млн. руб.	403,92	3412,67	6337,84	9681,44	11265,36	17434,93
В региональный бюджет, млн. руб.	8,91	318,36	1388,14	3493,06	4656,44	4485,49
Налоговые поступления, млн. руб.	412,83	3731,03	7725,99	13174,50	15921,80	21920,42

Как видно из таблицы 9.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

#### 9.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного или параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- 1) инвестиционные затраты;
- 2) ставки дисконтирования;
- 3) тарифы на электроэнергию;
- 4) цены сбыта.

Анализ изменения NPV по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта, заработной плате персонала в диапазоне от -40 до 40 %, получены следующие результаты и представлены на рисунках 9.4 – 9.7.

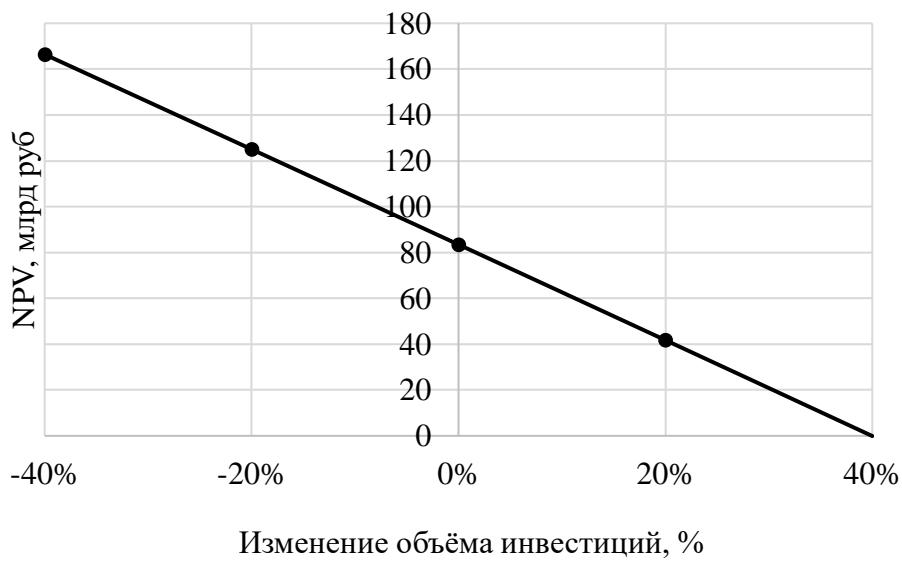


Рисунок 9.4 – Изменение величины NPV от объема инвестиций

Из рисунка 9.4 можно сделать вывод, чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

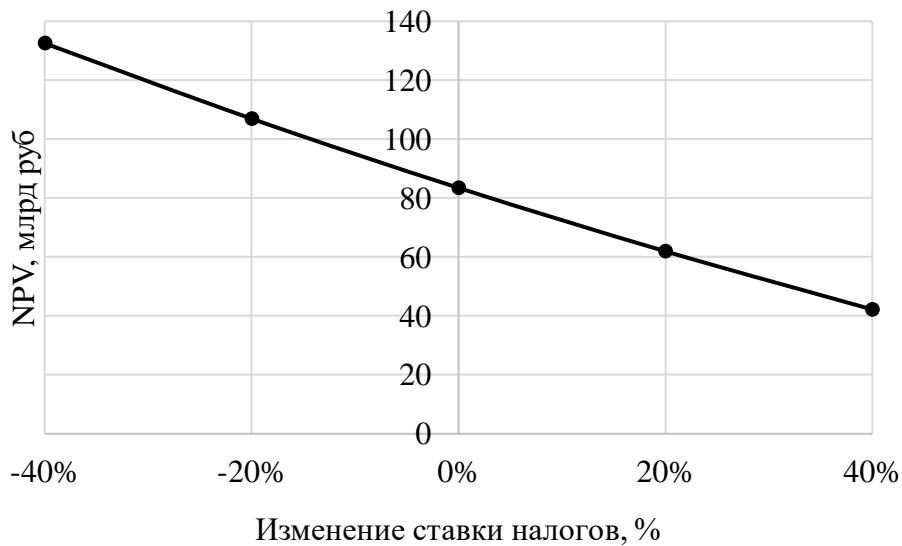


Рисунок 9.5 – Изменение величины NPV от ставки налогов.

Из рисунка 9.5 видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении- наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться ввиду увеличения чистой прибыли.

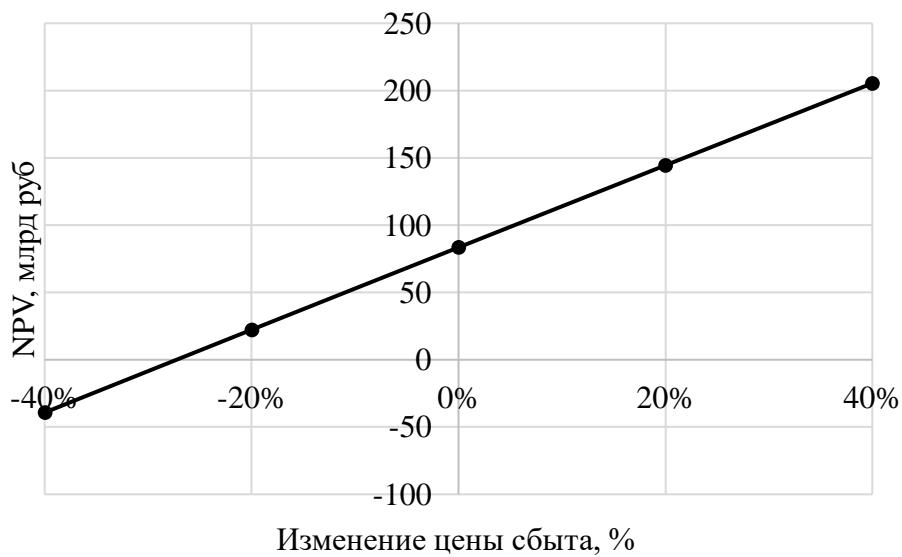


Рисунок 9.6 – Изменение величины NPV от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности имеет прямую зависимость от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки дисконтирования представлено на рисунке 9.7:

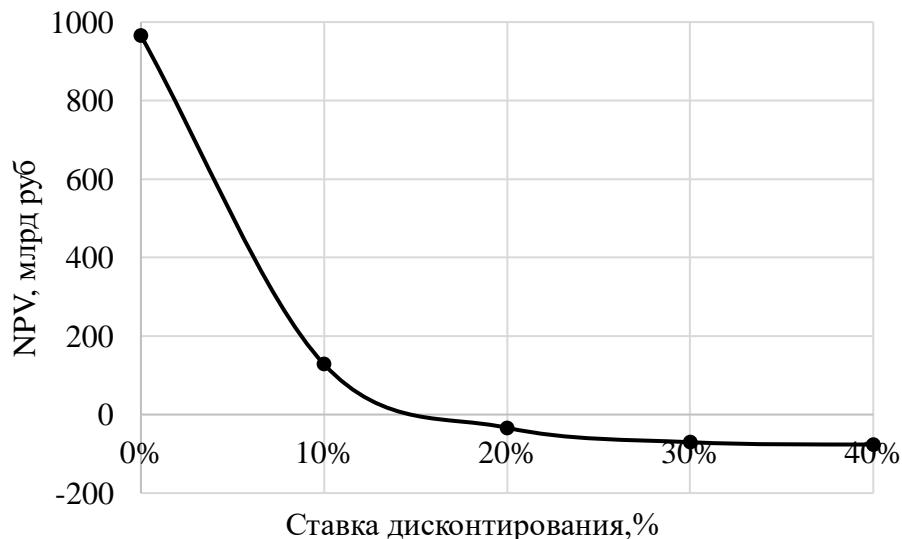


Рисунок 9.7 – Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

По данному графику можно сделать вывод, что величина NPV имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. При превышении ставки дисконтирования 15% проект неэффективен.

## **10 Пневмохозяйство ГЭС**

Пневматическое хозяйство гидроэлектростанции представляет собой одну или несколько независимых систем высокого и низкого давления, в каждой из которых компрессорные установки, воздухосборники и потребители объединены воздушными трубопроводами.

### **10.1 Назначение пневматического хозяйства ГЭС**

Пневматическое хозяйство предназначено для надежного технического обеспечения сжатым воздухом необходимых параметров (давление, расход, влагосодержание) потребителей и включает в себя следующие системы:

- а) механического торможения гидроагрегатов с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- б) технических нужд (пневмоинструменты, пескоструйная обработка и покраска металлоконструкций и др.) с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- в) пневмогидравлической аппаратуры с давлением от 0; до 4,0 МПа (от 8 до 40 бар), а также регулирующей или запорной арматуры с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением от 0,15 до 1,0 МПа (от 1,5 до 10 бар);
- г) пневматическое ремонтное уплотнения вала турбины с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- д) отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в синхронном компенсаторном режиме и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим с давлением от 0,8 до 4,2 МПа (от 8 до 42 бар);
- е) первичного заполнения и периодической автоматической подкачки гидроаккумуляторов МНУ с давлением от 4,2 до 7,0 МПа (от 42 до 70 бар);
- ж) уплотнения предтурбинных затворов с давлением от 0,8 до 40 МПа (от 8 до 40 бар);
- з) впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах с давлением 0,8 МПа (8 бар), при наличии специального обоснования необходимости работы в нестационарных режимах;
- и) выпуск воздуха в камеру рабочего колеса обратимой насос-турбины при останове агрегата из насосного режима.

Системы эти оснащены предохранительными клапанами, приборами защиты, контроля, автоматики, которые обеспечивают безопасность эксплуатации и работы пневматического хозяйства в соответствии с правилами органов Государственного технического надзора, осуществляющих контроль и надзор, начиная от изготовления и проектирования до организации эксплуатации.

## **10.2 Состав оборудования ГЭС**

В состав пневматического оборудования гидроэлектростанции входит:

1. Воздухопроводы
2. Запорная арматура
3. Компрессорные установки
4. Воздухосборники

### **Воздухопроводы.**

Воздухопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб, свариваемых на прямых участках. Минимальное расстояние сварного шва от начала закругления трубы принимается равным наружному диаметру трубы, но не менее 100 мм.

Диаметр воздухопроводов рассчитывается таким образом, чтобы падение давления у наиболее удаленного потребителя при максимальном расходе не превышало 5 - 8 % номинального значения. Обычно скорость сжатого воздуха в трубах принимается равной примерно 10 - 12 м/с.

Разборные фланцевые соединения труб применяются у арматуры, а также для участков, подвергающихся периодической разборке для очистки отложений - между воздухосборниками и компрессорами.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращая нарушений соединения и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование. Учитывается также возможность самокомпенсации отдельных участков. Используемые типы компенсаторов волнистые и изогнутые.

### **Трубопроводная арматура.**

Трубопроводная арматура принимается в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах. Используется арматура общепромышленного изготовления: вентили, задвижки, шаровые краны.

### **Контрольно-измерительная аппаратура.**

Каждый воздухосборник и компрессорная установка оснащается контрольно-измерительной аппаратурой, которая поставляется комплектно с соответствующим оборудованием.

Компрессорные станции оснащаются дополнительной КИА по мере необходимости, необходимой для автоматизации их работы:

- электроконтактными датчиками давления или манометры для включения и отключения рабочих и резервных компрессоров по давлению в воздухосборниках;

- электроконтактными термометрами или другими датчиками температуры для аварийной остановки компрессорного агрегата при перегреве сжатого воздуха в нагнетательном трубопроводе, если эта температура близка к температуре вспышки паров компрессорного масла;

- датчиками температуры для включения и отключения электрических печей отопления компрессорного помещения и другими КИА.

Манометры устанавливаются диаметром не менее 150 мм, классом точности не менее 2,5. Шкала выбирается таким образом, чтобы стрелки находились в средней ее трети при рабочем давлении. Каждый манометр оснащается запорным устройством или трехходовым краном.

Целесообразно создание комбинированной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания нескольких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с использованием автоматических редуцирующих устройств.

Питание сжатым воздухом каждой из систем, перечисленных в п.10.1 должно осуществляться через самостоятельную магистраль, подключенной к соответствующему воздухосборнику.

Допускается, осуществлять питание одной системы воздуховодов, при соответствующем обосновании.

а) пневматические уплотнения предтурбинных затворов высоконапорных электростанций и зарядки гидроаккумуляторов МНУ;

б) системы собственных нужд и майнообразователя;

в) системы торможения, ремонтного уплотнения вала турбины и предтурбинного затвора при давлении до 0,8 МПа (8 бар).

Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давления и в воздухосборниках и магистралях, а также контроль состояния оборудования и управление должны быть полностью автоматизированы.

Управление должно быть ручным и автоматическим; отклонение от нормального режима должны передаваться в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Установки должны эксплуатироваться без постоянного присутствия дежурного персонала.

### **Компрессорные установки.**

В пневматическом хозяйстве ГЭС применяются компрессорные агрегаты общего назначения следующих типов: ротационные, поршневые и винтовые

Каждая компрессорная установка оборудуется технологическими защитами и звуковыми устройствами и световой сигнализацией, действующими при прекращении подачи воды для охлаждения, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, а также устройствами для автоматической остановки компрессора при понижении давления смазки на механизм перемещения ниже допустимой, недопустимо повышение температуры воздуха или давления на нагнетательной линии, при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды и в других случаях, предусмотренных заводской инструкцией по эксплуатации компрессора конкретного типа.

### **Воздухосборники.**

В системах пневматического хозяйства используются воздухосборники общепромышленного производства для давления 0,8, 4,0 и 6,3 МПа и баллоны на давление 23 Мпа. Как правило, используются вертикальные воздухосборники и баллоны.

В качестве горизонтальных воздухосборников трубного типа можно использовать воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 6,4 МПа. Этот воздухосборник не допускается закладывать в бетон. У деформационных швов воздухосборник снабжается компенсатором.

Каждый воздухосборник должен иметь предохранительный клапан и манометр. Число предохранительных клапанов и их пропускная способность должны предотвращать возможность превышения давления в воздухосборнике над рабочим.

В днище воздухосборника устанавливается патрубок для продувки масла и конденсата. Вода и масло, удаляемые при продувке воздухосборников, отводятся в специальные сборники, исключающие загрязнение помещений, окружающей территории маслом и стен.

### **10.3 Типы компрессорных установок:**

Компрессоры различаются по следующим признакам:

По способу применения – передвижные, стационарные и самоходные.

По принципу действия – центробежные, поршневые и ротационные.

По исполнению - вертикальные, угловые и горизонтальные.

По количеству ступеней сжатия — с 1,2,3-х и более числом ступеней.

По количеству цилиндров — с 1,2,3-х и более числом цилиндров.

По способу охлаждения цилиндров - с водяным и воздушным охлаждением.

По способу действия - простого и двойного действия.

Основные компоненты компрессорной установки:

- собственно компрессорная установка с двигателями, воздушными фильтрами, — охладителями — промежуточными и — конечными, влагомаслоудалителями и предохранительными клапанами на каждой ступени сжатия;

- воздухосборники - аккумуляторы с предохранительными клапанами, элактроподогревателями, продувочными вентилями и манометрами;

- узел трубопроводов между компрессорными агрегатами и воздухосборниками с запорными вентилями и обратными клапанами;

- узел трубопроводов между воздухосборниками, включающими в себя перепускные клапана с электроуправлением, запорной арматурой, предохранительными клапанами и продувочными вентилями;

- электроконтактные манометры и термометры для управления перепускными клапанами и компрессорами, а также для сигнализации и аварийного отключения двигателей компрессоров при отклонении параметров от номинальных.

Компрессорные установки должны обеспечивать бесперебойную подачу сжатого воздуха потребителям его на подстанции (и ГЭС в целом) даже в случае аварии или отключения на плановый ремонт. В тоже время не рекомендуется создавать неоправданные резервы оборудования, которые редко используется,

но требующие постоянного внимания в процессе эксплуатации. Следует отметить, что дополнительное оборудование и арматура являются источником дополнительных утечек воздуха. Для проведения осмотра или планового ремонта необходимо отключаться не более чем одной единицы оборудования: компрессор, перепускной клапан, воздухосборник.

#### **10.4 Выбор для определенного состава потребителей**

Расход воздуха и пределы давлений, которые обеспечивают надежность работы оборудования, параметры компрессорных установок, их элементов и аппаратуры управления определяются на основе данных потребителей воздуха. Воздухопроводы, запорная и регулирующая аппаратура, компрессоры должны обязательно резервироваться. Особое внимание следует уделить качеству производимого компрессорными установками воздуха. Конденсат, замерзающий в воздухосборниках воздухопроводов или запорной аппаратуре, может привести к выходу этих устройств из строя, что также недопустимо. Кроме того, влага ускоряет процесс коррозии внутренних поверхностей воздухосборников и воздухопроводов и уменьшает срок их службы. Поэтому, вопросам снижения влажности воздуха высокого и низкого давления при эксплуатации пневматического хозяйства придается большое значение. Воздух, используемый в этих системах, тщательно очищается от влаги с помощью различных технологических приемов, используемых при производстве сжатого воздуха. Наиболее широко применяются термодинамические методы осушения воздуха, при которых давления воздуха в воздухосборниках уменьшается перед поступлением в распределительную сеть, и физические методы, при которых происходит адсорбция (поглощение) влаги с помощью каких-либо поглотителей. Кроме того, применяется способ редуцирования, т.е. быстрого расширения объема воздуха, который технологически выполняется периодической продувкой - соединением сосуда высокого давления с атмосферой. В воздухосборнике воздух находится с влажностью практически равной 100%; для выпуска водяного конденсата их устанавливают на открытом воздухе и периодически продувают (для того, чтобы зимой продувочное устройство не замерзло, оно оборудуется специальными обогревательными устройствами во избежание замерзания конденсата и выхода из строя продувочного устройства). При редуцировании происходит расширение воздуха, и его относительная влажность уменьшается, потому что в большем объеме остается то же количество влаги, что и до редуцирования.

Расход воздуха на один цикл торможения принимается по техническим условиям на поставку гидрогенераторов. Выхлоп воздуха при растормаживании агрегата осуществляется индивидуальным для каждого агрегата, через маслоулавливающее устройство, которое должно быть оборудовано предохранительным устройством. Удаление воздуха от маслоулавливающего устройства должен осуществляться в атмосферу вне здания ГЭС.

При определении производительности и количества компрессоров следует учитывать возможность аварийного выхода из строя или остановки в плановый ремонт. Количество компрессоров в каждой компрессорной установке должно быть не менее двух. При установке двух или более компрессоров необходимо предусмотреть резервный компрессор. При использовании двух компрессоров производительность каждого должна быть не менее 100% необходимой по расчету. Так же при выборе компрессорных установок предпочтение отдается машинам с воздушным охлаждением, учитывая возможности выполнения усиленной вентиляции помещения. Для технических нужд общая производительность компрессоров должна обеспечивать одновременную работу расчетного количества пневматических инструментов, предусмотренных проектом для производства капитальных ремонтов гидроагрегатов или здания электростанции, но не должна быть менее:

- 10 м<sup>3</sup>/мин - при числе агрегатов на ГЭС от 2 до 4;
- 20 м<sup>3</sup>/мин - при 5-8 агрегатах;
- 25 м<sup>3</sup>/мин - при 9-12 агрегатах;
- 30 м<sup>3</sup>/мин - при более чем 12 агрегатах.

Для взаимного резервирования целесообразно использовать однотипное компрессорное оборудование для собственных нужд и системы торможения. Для воздухоснабжения ремонтных работ на объектах, не имеющих стационарных распределительных магистралей сжатого воздуха для технических нужд, должна предусматриваться передвижная — компрессорная станция производительностью не менее 5 м<sup>3</sup>/мин. Количество и объем воздухосборников следует применяться по расчету, но таким образом, чтобы при отключении хотя бы одного из них или группы в работе оставалось не менее 75% необходимого по расчету объема. Емкость воздухосборников (в м<sup>3</sup>) следует принимать равной значению минутной производительности рабочих компрессоров. Независимо от количества рабочих компрессоров предполагается один резервный компрессор. Местоположение и их давление в воздухосборниках должны приниматься с учетом не менее чем 50% при термодинамической осушки сжатого воздуха, поступающего в магистральный воздухопровод. Забор воздуха компрессорами производительностью более 10 м<sup>3</sup>/мин должен осуществляться снаружи. Для компрессоров меньшей производительности допускается забор воздуха из компрессорного помещения.

Следует иметь в виду, что в случае, если компрессор засасывает воздух из теплого помещения и подается в воздухосборники или потребителю, работающие при более низкой температуре, то полезная производительность компрессора уменьшается пропорционально отношению — абсолютных температур.

В системе механического торможения агрегатов устанавливается один воздухосборник, емкость которого определяется возможностью осуществления двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех агрегатов электростанции. В этом случае начальное давление в воздухосборнике торможения принимается равным 0,7 МПа (7 бар), а конечное - 0,6 МПа (6 бар).

В системе воздухоснабжения пневмогидравлического оборудования устанавливается один воздухосборник емкостью, обеспечивающей работу оборудования не менее двух-трех часов без включения компрессора. Примерный расход воздуха для одной измерительной (импульсной) трубы следует принимать 5-12 л/ч. Питание воздухосборника рекомендуется осуществлять от компрессорных групп как низкого, так и высокого давления с соответствующим редуцированием.

В системе отжатия воды из камер рабочих колес вертикальных гидроагрегатов для работ в режиме синхронного компенсатора и для перевода в насосный режим обратимых агрегатов допускается использовать сжатый воздух давлением 0,8-64 МПа (от 8 до 64 бар). Выбор давления должен производиться на основании технико-экономического сравнения возможных вариантов с учетом стоимости оборудования, расходов на эксплуатацию, наличия места для его размещения, стоимости электроэнергии и других факторов. При использовании сжатого воздуха давлением выше 3 МПа (30 бар) не допускается подача его в разгрузочную полость радиально- осевой гидромашины во избежание тупикового удара. Расход воздуха на первоначальное отжатие воды, а также на утечку после отжатия принимается в соответствии с данными завода-изготовителя турбин. Для компенсации утечек сжатого воздуха из камеры рабочего колеса гидротурбины при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора, когда для отжатия применяется давление выше 0,8 МПа (8 бар), следует применять воздуходувки или компрессоры низкого давления. Подвод воздуха от этих устройств в камеру рабочего колеса должен осуществляться по самостоятельным трубопроводам, не связанным с трубопроводами первоначального отжатия. Производительность компрессоров определяется по максимально допустимой продолжительности восстановления давления в воздухосборниках для последующего перевода агрегатов в режим синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимых гидромашин. Режим перевода для каждого конкретного объекта определяется Заказчиком.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ необходимо устанавливать рабочее давление на 0,2 - 0,7 МПа (от 2 до 7 бара) выше номинального давления в системе регулирования. Производительность компрессорного оборудования должна осуществлять первоначальное заполнение гидроаккумуляторов МНУ не более чем за 4 ч. При этом допускается зарядка гидроаккумуляторов до давления 0,8 МПа (8 бар) от систем низкого давления.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ обязательна установка резервного компрессора. Вместимость воздухосборника принимается равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 часов, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Необходимо предусматривать байпас для подачи воздуха в гидроаккумуляторы, минуя воздухосборник на период его периодического осмотра испытания.

Узлы трубопроводов компрессорной установки должны обеспечивать работу схемы при отключении для осмотра или ремонта любого запорного

вентиля, обратного или перепускного клапана. В случае необходимости на соединительных перемычках устанавливаются по два вентиля последовательно. В качестве воздухопроводов должны применяться стальные бесшовные трубы из материалов, соответствующих рабочим давлению и температуре.

Для соединения фильтров, устанавливаемых в шкафах управления электрическими выключателями и разъединителями, с резервуарами этих аппаратов следует применять медные или латунные трубы.

Магистральные воздухопроводы следует выполнять по схемам для систем

а) технических нужд - одинарная, без секционных вентилей, вдоль тех помещений, где требуются отводы для присоединения потребителей (помещения вспомогательного оборудования агрегатов, щитовое помещение потерна и т.п.);

б) торможения агрегатов - одинарная, без секционных вентилей, с резервированием питания щитов торможения от магистральных технических нужд или пневмогидравлической аппаратуры;

г) зарядки гидроаккумуляторов МНУ - одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где сделаны отводы к гидроаккумуляторам;

д) отжатия воды из камер рабочих колес - одинарная, без секционных вентилей;

е) пневмогидравлической аппаратуры - одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где установлена аппаратура, а к приборам, удаленным от здания ГЭС - в канале или по выступающим строительным конструкциям, там, где это возможно, предусматривается резервирование воздуховодов от систем торможения или собственных нужду

ж) по концам всех магистралей устанавливаются продувочные вентили.

Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров, воздухосборников, магистралей должен осуществляться через маслоулавливающие устройства. Масляноводяной конденсат должен сбрасываться в системы замасленных стоков.

## 10.5 Технологические схемы пневматического хозяйства

### Система торможения гидроагрегата. Технические нужды ни и пневмогидравлической аппаратуры.

Система торможения предназначена для быстрой остановки агрегата, врачающегося по инерции после отключения генератора и закрытия направляющего аппарата турбины. Это особенно важно для работы подпитника, который очень плохо переносит пониженные скорости. Система тормозов состоит из неподвижных тормозных цилиндров, работающих от сжатого воздуха давлением до 8 атм. При подаче воздуха в систему цилиндры прижимают тормозные колодки к диску, который прикреплен к нижнему ободу ротора генератора. Кроме того, система выполняет еще одну функцию: при ремонтах генератора с ее помощью поднимается ротор, для чего в систему вместо сжатого воздуха подается масло под давлением 15 атм.

На рисунке 10.1 изображена схема пневматического хозяйства низкого давления для обслуживания пневматических инструментов и прочих технических нужд, системы торможения и пневмогидравлической аппаратуры. Компрессор 8 автоматически поддерживает заданное давление в следующих воздухосборниках: для торможения 5, обслуживания пневматических инструментов 6 и пневмогидравлической аппаратуры 7.

К каждому потребителю - щитам торможения 3, отводам 4 для подключения инструментов, отводам для подключения гидропневматической аппаратуры 1 проведен магистральный трубопровод. На каждом трубопроводе предусмотрен сборник конденсата 2. На отводе магистрали для обслуживания пневмогидравлической аппаратуры предусмотрен редукционный клапан, обеспечивающий термодинамическую осушку подводимого сжатого воздуха.

В соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012 для обслуживания пневматических инструментов и прочих технических нужд, системы торможения и пневмогидравлической аппаратуры. Было выбрано 2 компрессорных установки, производительностью  $60 \text{ м}^3/\text{мин}$ , с рабочим давлением  $P=0,8 \text{ МПа}$ . 3 воздухосборника вместимостью  $30 \text{ м}^3$ .

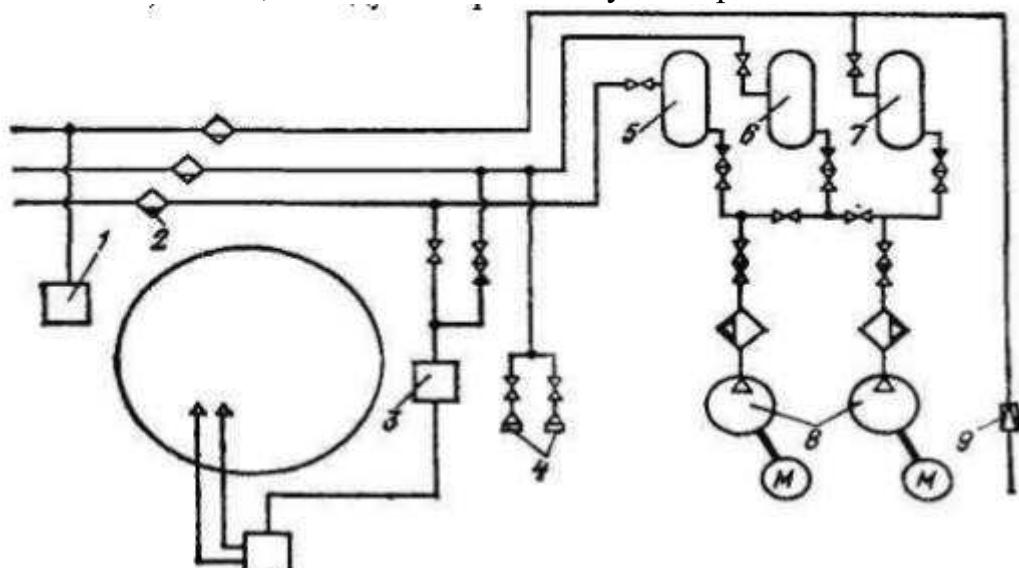


Рисунок 10.1 — Схема пневматического хозяйства для торможения, технических нужд и пневмогидравлической аппаратуры

1 - подключение пневмогидравлической аппаратуры» 2 - сборник конденсата; 3- щиты торможения, 4 - подключение пневмоинструмента, 5 - воздухосборник схемы торможения, 6 - воздухосборник схемы пневмоинструментов; 7 - воздухосборник схемы пневмогидравлической аппаратуры» 8 - компрессор; 9 - редукционный клапан

**Система регулирования турбины.** Показана на рисунке 10.2. Потребителями сжатого воздуха давлением  $P = 40 \text{ atm}$ . являются масловоздушные котлы маслонапорной установки, с помощью которой происходит процесс управления направляющим аппаратом турбины, при котором он по командам управления от системы автоматического управления

открывает или закрывает лопатки направляющего аппарата, обеспечивая тем самым изменение мощности агрегата при работе в сети, а также обеспечивая режимы пуска агрегата и его остановки в нормальных и аварийных режимах. Сосуды МНУ являются аккумуляторами давления, в которых содержится необходимый объем масла. Компрессоры высокого давления поддерживают заданное давление в воздухосборниках для обслуживания системы регулирования турбины. Первоначальное заполнение воздухосборника системы регулирования производится с помощью запорного клапана. Периодическая подзарядка осуществляется автоматически с помощью устройства автоматической подзарядки.

В соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012 Для масловоздушных котлов МНУ 30/2-40-32-3 системы регулирования турбины было выбрано 3 компрессорных установки, производительностью  $30 \text{ м}^3/\text{мин}$ , с рабочим давлением  $P=4,2 \text{ МПа}$ , 2 воздухосборника система вместимостью  $30 \text{ м}^3$ .

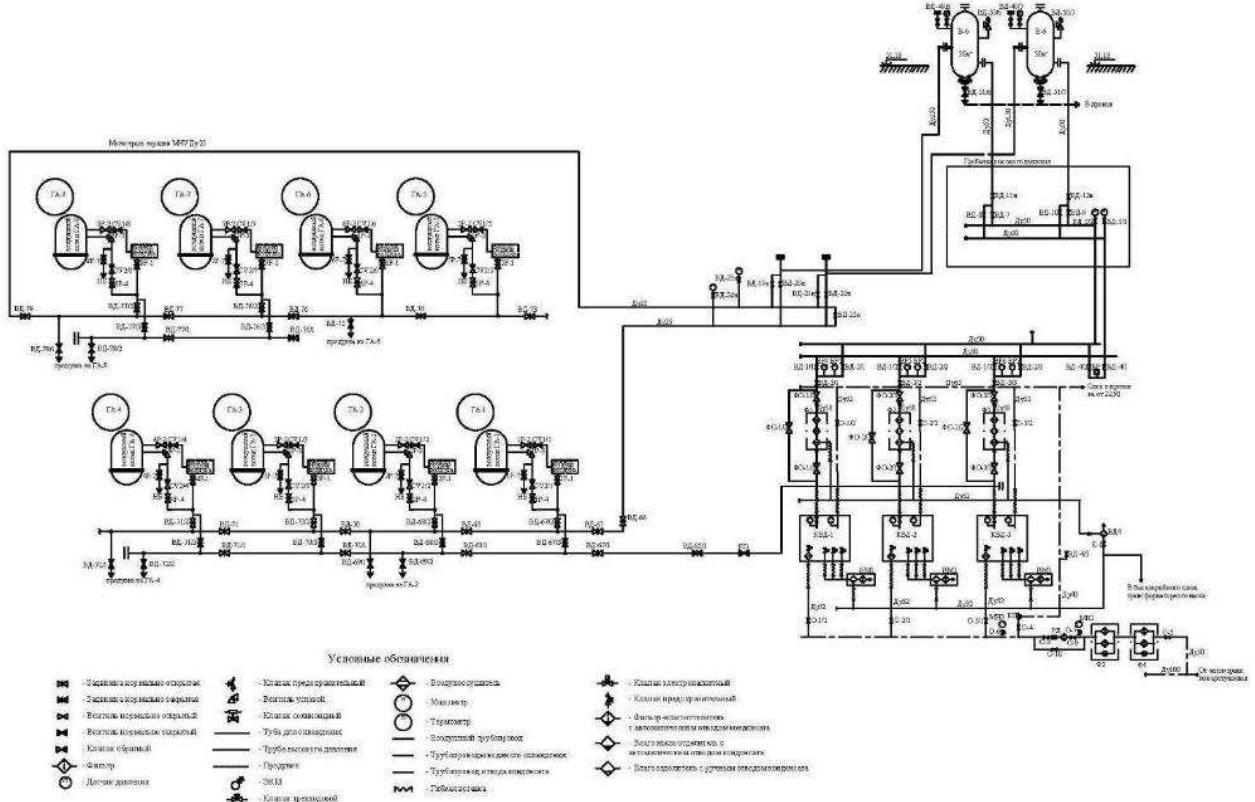


Рисунок 10.2— Схема пневматического хозяйства для зарядки маслонапорных установок

## 10.6 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания пневматического хозяйства ГЭС

На оборудование, работающие под избыточным давлением распространяются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности на опасных производственных объектах, на которых используется оборудование

работающие под избыточным давлением», Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, в которых рассматриваются требования к их изготовлению, монтажу, эксплуатации.

## Требования по безопасности

При обслуживании установки на персонал действуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

- высокое давление внутри компрессора и воздушных коммуникаций агрегата, а также ресивере и трубопроводах;
- высокая температура нагнетательных трубопроводов в компрессорном агрегате;
- повышенный уровень шума компрессорного агрегата;
- высокое напряжение в электрической сети питания установки.

Персонал, допущенный к обслуживанию установки должен строго выполнять требования техники безопасности, руководствуясь при этом:

- настоящей инструкцией;
- схемой размещения и устройства воздухоподготовительной установки;
- инструкцией по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов.

Во время проведения регламентных или ремонтных работ на установке, при прокручивании перед запуском роторов компрессора вручную с помощью специального воротка, примите все необходимые меры по блокированию запуска установки. На кнопочный пост установки вывешивается плакат «Не включать - работают люди».

При эксплуатации установки запрещается:

- запуск и работа установки при снятом ограждении вращающихся частей;
- работа установки с не отрегулированными и неопломбированными предохранительными клапанами. Не поверенным манометром. Неисправной системе автоматической защиты компрессора;
- производить подтяжку болтовых соединений корпусов и узлов, находящихся под давлением;
- выполнять ремонт, чистку вращающихся и движущихся частей;
- прикасаться к нагнетательным трубам во избежание получения ожога;
- проведение работ в период отключения компрессора, без отключения автоматики;
- выполнять работы с открытый огнем вблизи работающего компрессора.

При всех работах по ремонту и обслуживанию установки необходимо выполнять следующие условия:

- отключить компрессорный агрегат от электропитания. Электрическую схему разобрать с видимым разрывом;
- вывесить на шкафу электропитания и щите управления компрессорного агрегата предупредительные плакаты «Не включать! Работают люди»;
- на месте выполнения ремонтных работ вывесить плакат «Работать здесь»;

- перед отсоединением деталей или частей установки, стравить избыточное давление в воздушно - масленой системе, разъединить стыки и убедиться в отсутствии давления.

Запрещается размещение рядом с установкой легковоспламеняющихся материалов.

Использованные обтирочные материалы при ремонте необходимо убирать в металлические ящики с плотно закрывающейся крышкой и по мере накопления утилизировать.

При промывке деталей легковоспламеняющимися жидкостями должны быть выполнены следующие требования;

- переносить жидкости необходимо в герметичной небьющейся таре;
- на рабочем месте иметь не более сменной потребности (1 литр);
- в случае разлива немедленно убрать;
- около места промывки иметь первичные средства пожаротушения;
- запрещается применять открытый огонь и курить.

Во время газоэлектросварочных работ ответственным за пожарную безопасность является руководитель работ по наряду-допуску, который обеспечивает проверку места проведения работ.

При возникновении возгорания на установке:

- отключить электропитание установки;
- немедленно сообщить о случившемся диспетчеру ПЧ-55 по телефону 4-41 и начальнику смены станции по телефону 3-52, 3-75. Приступить к тушению пожара, используя первичные средства пожаротушения.

## Требования по монтажу

Компрессорный агрегат должен быть установлен на горизонтальной и ровной поверхности и защищен от прямого попадания воды.

Во время работы воздухоподготовительной установки необходимо вести наблюдения:

- на слух, за работой компрессора для своевременного обнаружения сторонних ударов и стуков;
- за уровнем масла в картере по щупу компрессора или прозрачному маслоуказателю в стенке картера в пределах зоны видимости;
- за предохранительным клапаном на коллекторе, который является сигнализирующим устройством при неисправностях в клапанной системе;
- за работой пневморазгружателя, который регулируется так, чтобы через 15 с после пуска закрывался разгрузочный клапан.

На корпусе воздухосборников не должно быть не плотностей, выпучен и разрывов прокладок.

Трубопроводы не должны иметь свищей, не плотностей, неисправной запорной арматуры.

Установка должна быть заземлена согласно указаниям, на чертежах и требованиям «Правил устройств электроустановок».

Установку запрещается эксплуатировать с неисправной системой автоматизации.

После отключения по срабатыванию системы защиты не включать в работу установку до тех пор, пока не обнаружат и не устранит неисправность.

При устранении отдельных неисправностей или замене деталей разбирается только та часть агрегата, в которой необходимо устранить дефект или заменить деталь.

Запрещается производить запуск установки при наличии течи масла или разлитого масла на площадке обслуживания.

Воздухоподготовительная установка должна немедленно быть остановлена:

- при появлении посторонних стуков, ударов в компрессоре;
- при усилении вибрации или повышении уровня шума;
- при срабатывании предохранительного клапана на коллекторе;
- если манометр линии нагнетания показывает давление выше допустимого;
- при падении уровня масла ниже минимальной отметки;
- при перегрузке электродвигателя;
- при возникновении свищей, не плотностей, разрывов в прокладках воздухосборников, запорной арматуре;
- при выходе из строя контрольно - измерительных приборов;
- при возникновении пожара.

Не реже одного раза в год, а также после ремонта, все манометры должны пройти поверку и быть опломбированы.

Предохранительные клапана компрессора и ресивера должны быть опломбированы.

Порядок пуска:

1. Включить компрессор, проверить правильность вращения маховика.
2. Дать возможность компрессору работать несколько минут на холостом режиме, т.е. при открытом раздаточном вентиле.
3. При отсутствии дефектов включить установку на 25-30 минут под наблюдением.

Порядок останова и обслуживания установки:

1. Останов установки возможен в двух режимах: в ручном режиме и в автоматическом.
2. Ручной останов (нормальный). Осуществляется: кнопкой отключения у гильотины, выключателем на реле давления ресивера, автоматом в щите управления компрессоров.
3. Автоматический останов происходит при срабатывании реле давления и аварийная защита на автоматах щита управления.
4. В чрезвычайных обстоятельствах, когда необходимо моментально остановить работу установки, для аварийного отключения необходимо нажать кнопку «Стоп» возле гильотины, либо отключить выключатель на реле давления.

Основы технической эксплуатации компрессорного хозяйства, сосудов, работающих под избыточным давлением: техническая эксплуатация компрессорных установок, воздухопроводов, сосудов определяется правилами, которые разработаны органами Государственного технического надзора и которые содержат требования безопасности, подлежащие обязательному выполнению при изготовлении, монтаже и эксплуатации пневматического хозяйства любого предприятия. Эти правила определяют компрессорные установки, на которые они распространяются и на которые не распространяются, требования к компрессорным установкам, их установке, контрольно-измерительной аппаратуре, смазке и охлаждению компрессоров, очистке воздуха, элементам установок, таким, как влагомаслоохладители и воздухосборники, регламентируют требования, в том числе и к эксплуатации и ремонту компрессорных установок, а также ответственность должностных лиц за нарушение этих правил. А также Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов ПБ 03-581-03.

## **10.7 Управление и контроль состояния**

Управление и контроль работы системы пневматического хозяйства должны быть автоматизированы, Управление системой должно быть в ручном и автоматическом режимах; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП. Режим работы компрессорных агрегатов (пуск и остановка) выполняется в пределах рабочего давления системы. Функции компрессорных агрегатов — рабочий и резервный — должны меняться в автоматическом или ручном режиме по наработке в моточасах. Алгоритм управления компрессорами выполняется в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Автоматическому контролю подлежат:

- а) максимальное и минимальное давления в коллекторах каждой системе;
- б) давление пуска и остановки рабочих и резервных компрессоров;
- в) давление и расход воды при водяном охлаждении компрессоров;

Визуально контролируется:

- а) давление в коллекторах;
- б) давление после компрессора;
- в) давление в воздухосборнике;
- г) температура воздуха (при необходимости)

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В дипломном проекте рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Кондомской гидроэлектростанции на реке Кондома, которая является сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 53 МВт и среднемноголетняя выработка 168 млн. кВт·ч.

Определено оптимальное количество и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), где определены следующие напоры:

максимальный – 19,4 м;

расчетный – 17,3 м;

минимальный – 15,9 м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ 20-В-500.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС 700/100-48 с номинальной активной мощностью 26,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТД-40000/220У1, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗЛ 630/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русская.

В состав сооружений входят:

- бетонная водосбросная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- левобережная глухая каменно-набросная плотина;
- станционная часть бетонной плотины;
- правобережная глухая каменно-набросная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 14,7 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 245 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 5 м;
- отметка гребня – 270,7 м;
- ширина гребня – 16 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,25 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Кондомского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, а растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 9,7 лет;
- себестоимость – 0,29 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 51270,67 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Кондомского гидроузла в настоящее время является обоснованным, для поддержания развития региона, в том числе и с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. 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.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.

14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. 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.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электrozавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. 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.
27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидroteхнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

42. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-kc.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

45. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Исходный гидрологический ряд**

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1933	23	20	17	167	248	156	139	134	93	71	22	24	93
1934	22	18	18	112	303	275	153	140	111	110	45	29	111
1935	26	22	21	118	488	252	132	115	75	57	31	28	113
1936	20	18	15	147	332	405	347	146	139	86	57	37	145
1937	34	26	23	160	601	372	221	161	103	102	74	36	159
1938	29	26	22	256	373	385	324	236	166	137	93	38	174
1939	40	32	27	207	421	250	231	142	80	67	31	28	130
1940	26	16	20	189	286	246	169	120	107	78	38	41	111
1941	32	28	26	163	592	408	230	164	122	108	53	35	163
1942	35	28	26	142	405	279	256	189	100	122	62	46	141
1943	28	26	21	180	300	291	176	110	75	54	23	20	109
1944	18	15	20	170	234	257	211	153	102	82	29	20	109
1945	20	18	12	151	265	136	139	107	61	47	28	24	84
1946	22	19	18	187	286	382	258	215	148	149	88	49	152
1947	46	37	33	311	262	310	267	230	148	93	36	40	151
1948	33	28	36	228	385	285	246	142	97	96	52	34	138
1949	32	28	22	198	403	289	223	132	99	81	30	31	131
1950	26	23	23	137	492	415	145	137	108	75	27	27	136
1951	20	19	15	161	293	181	139	92	61	53	28	25	91
1952	20	18	16	132	401	336	247	165	101	75	31	28	131
1953	26	20	24	207	284	232	137	101	66	55	28	22	100
1954	21	19	16	146	385	346	341	149	136	82	66	36	145
1955	24	20	18	170	325	211	146	106	81	87	41	28	105
1956	17	15	15	198	246	285	262	145	124	96	73	28	125
1957	26	19	19	225	312	451	259	188	139	115	108	45	159
1958	29	26	26	271	433	505	478	265	150	120	78	38	202
1959	24	23	23	239	381	363	250	143	104	65	36	28	140
1960	23	22	21	159	402	373	323	196	156	99	66	45	157
1961	34	31	30	373	297	390	266	218	170	120	58	47	170
1962	35	31	31	273	198	270	137	115	68	61	28	26	114
1963	22	21	41	111	252	309	161	109	87	73	96	41	110
1964	31	19	18	109	371	251	188	117	78	54	34	26	108
1965	24	20	21	168	404	205	123	118	122	96	50	38	116
1966	27	26	23	168	573	472	308	165	86	57	32	26	164
1967	20	18	19	139	230	196	178	259	111	92	42	26	111
1968	19	15	51	236	306	211	113	104	69	57	28	25	103
1969	18	14	15	207	652	550	288	198	154	158	76	38	197
1970	28	24	27	292	308	433	242	176	135	126	55	38	157
1971	26	23	24	273	381	321	264	138	87	60	33	21	137
1972	20	17	17	246	334	266	222	141	103	85	62	37	129
1973	28	23	23	298	290	382	328	172	104	76	46	29	150
1974	21	17	19	239	134	194	103	99	71	112	37	23	97
1975	19	17	17	189	268	429	237	128	74	83	44	21	127
1976	21	14	16	147	320	250	176	191	101	123	46	28	119
1977	23	20	21	318	378	307	171	154	120	107	73	27	143

## Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1978	23	22	24	304	269	219	155	149	91	72	50	26	117
1979	26	23	23	134	398	335	172	133	123	90	88	45	132
1980	28	22	23	147	250	270	186	127	96	68	49	35	108
1981	22	20	18	185	244	192	162	97	85	72	36	24	96
1982	19	20	18	207	221	196	139	115	68	73	61	20	96
Qср.	26	22	22	198	344	306	215	151	105	88	50	32	130

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**Водно-энергетические расчеты**

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Q быт	Q лед	Q исп	Q фил	Q шл	Q п.быт.	Q н б	Q вхк	Q водохр	Q ГЭС	Q хол сбр
11	36	1	0	1	0	34	129	64	94	128	0
12	24	1	0	1	0	22	175	64	152	174	0
1	22	1	0	1	0	20	182	64	161	181	0
2	20	0	0	1	0	3	145	64	141	144	0
3	18	-2	0	1	0	19	64	64	44	63	0
4	185	-4	2	1	0	186	64	64	-123	63	0
5	244	0	2	1	0	241	64	64	-178	63	0
6	192	0	1	1	0	190	64	64	-127	63	0
7	162	0	1	1	0	160	64	64	-97	63	0
8	97	0	1	1	0	95	64	64	-32	63	0
9	85	0	1	1	0	83	64	64	-22	61	0
10	72	1	0	1	0	70	64	64	-13	57	0

## Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач вб</sub>	Z <sub>кон вб</sub>	Z <sub>ср вб</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гэс</sub>	N <sub>гар</sub>
5,760	0,2518	5,508	266,00	265,63	265,82	246,40	19,02	21	21
5,508	0,4071	5,101	265,632	264,94	265,29	246,51	18,37	28	28
5,101	0,4312	4,670	264,94	264,13	264,53	246,53	17,61	28	28
4,670	0,3777	4,292	264,13	263,38	263,75	246,44	16,91	21	21
4,292	0,1178	4,174	263,38	263,13	263,25	246,21	16,64	9	BXK
4,174	-0,3294	4,504	263,13	263,80	263,47	246,21	16,85	9	BXK
4,504	-0,4768	4,981	263,80	264,72	264,26	246,21	17,65	10	BXK
4,981	-0,3402	5,321	264,72	265,33	265,02	246,21	18,41	10	BXK
5,321	-0,2598	5,581	265,33	265,74	265,53	246,21	18,92	11	BXK
5,581	-0,0857	5,666	265,74	265,87	265,80	246,21	19,19	11	BXK
5,666	-0,0589	5,725	265,87	265,95	265,91	246,21	19,30	10	BXK
5,725	-0,0348	5,760	265,95	266,00	265,97	246,19	19,38	10	BXK

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Q быт	Q лед	Q исп	Q фил	Q п. быт.	Q н б	Q вхк	Q водохр	Q ГЭС	Q хол сбр
11	31	1	0	1	29	127	64	97	126	0
12	28	1	0	1	26	173	64	146	172	0
1	40	1	0	1	38	180	64	141	179	0
2	32	0	0	1	31	140	64	108	139	0
3	27	-2	0	1	28	145	64	116	144	0
4	207	-4	2	1	208	64	64	-145	63	0
5	421	0	2	1	418	234	64	-185	233	0
6	250	0	1	1	248	88	64	-161	87	0
7	231	0	1	1	229	113	64	-117	112	0
8	142	0	1	1	140	141	64	0	140	0
9	80	0	1	1	78	79	64	0	78	0
10	67	1	0	1	65	66	64	0	65	0

## Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач вб</sub>	Z <sub>кон вб</sub>	Z <sub>ср вб</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гэс</sub>	Выр.	N <sub>гар</sub>
5,76	0,26	5,50	266,00	265,61	265,81	246,39	19,41	21	14	22
5,50	0,39	5,10	265,61	264,95	265,28	246,51	18,77	28	19	28
5,10	0,34	4,76	264,95	264,31	264,63	246,52	18,10	28	19	28
4,76	0,29	4,47	264,31	263,74	264,03	246,43	17,60	21	14	22
4,47	0,30	4,17	263,74	263,13	263,44	246,44	17,00	22	14	BXK
4,17	-0,38	4,55	263,13	263,89	263,51	246,21	17,30	10	6	BXK
4,55	-0,48	5,03	263,89	264,81	264,35	246,65	17,70	36	24	BXK
5,03	-0,43	5,46	264,81	265,56	265,18	246,28	18,90	14	10	BXK
5,46	-0,30	5,76	265,56	266,00	265,78	246,36	19,42	19	13	BXK
5,76	0,00	5,76	266,00	266,00	266,00	246,43	19,57	24	16	BXK
5,76	0,00	5,76	266,00	266,00	266,00	246,26	19,74	14	9	BXK
5,76	0,00	5,76	266,00	266,00	266,00	246,22	19,78	11	8	BXK

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Режимное поле**

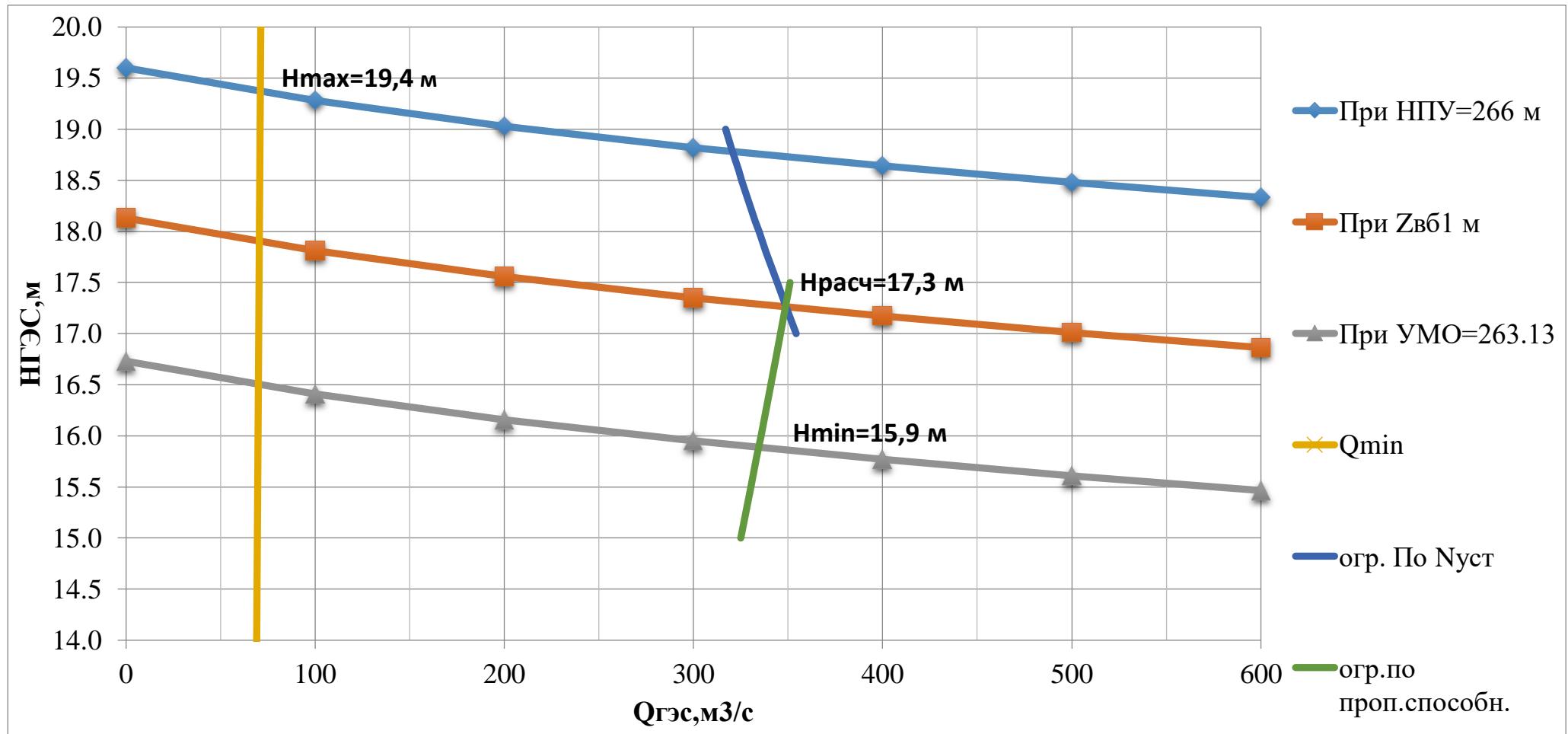


Рисунок В.1 – Режимное поле

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Параметры и характеристики гидротурбины**

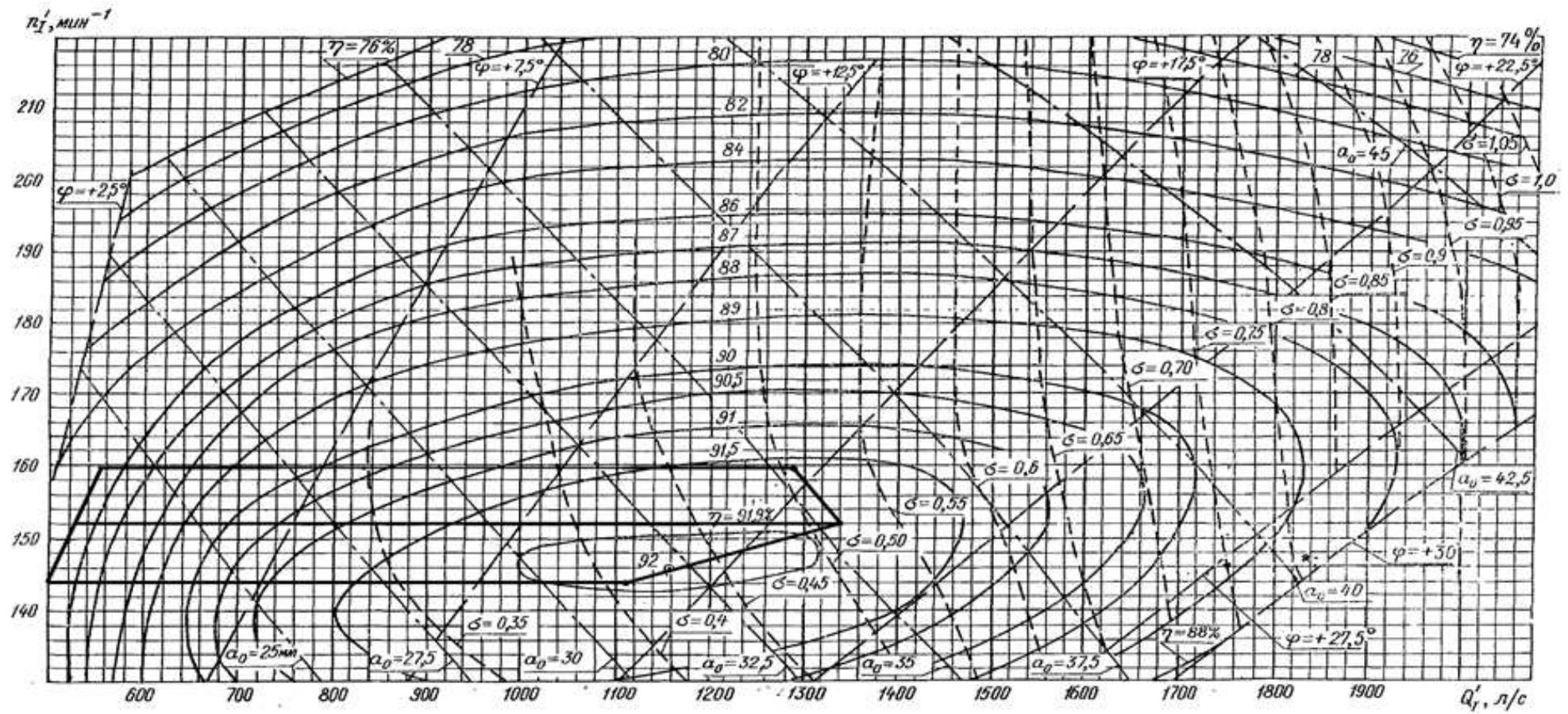


Рисунок Г.1 – Рабочая зона турбины ПЛ 20-В-560

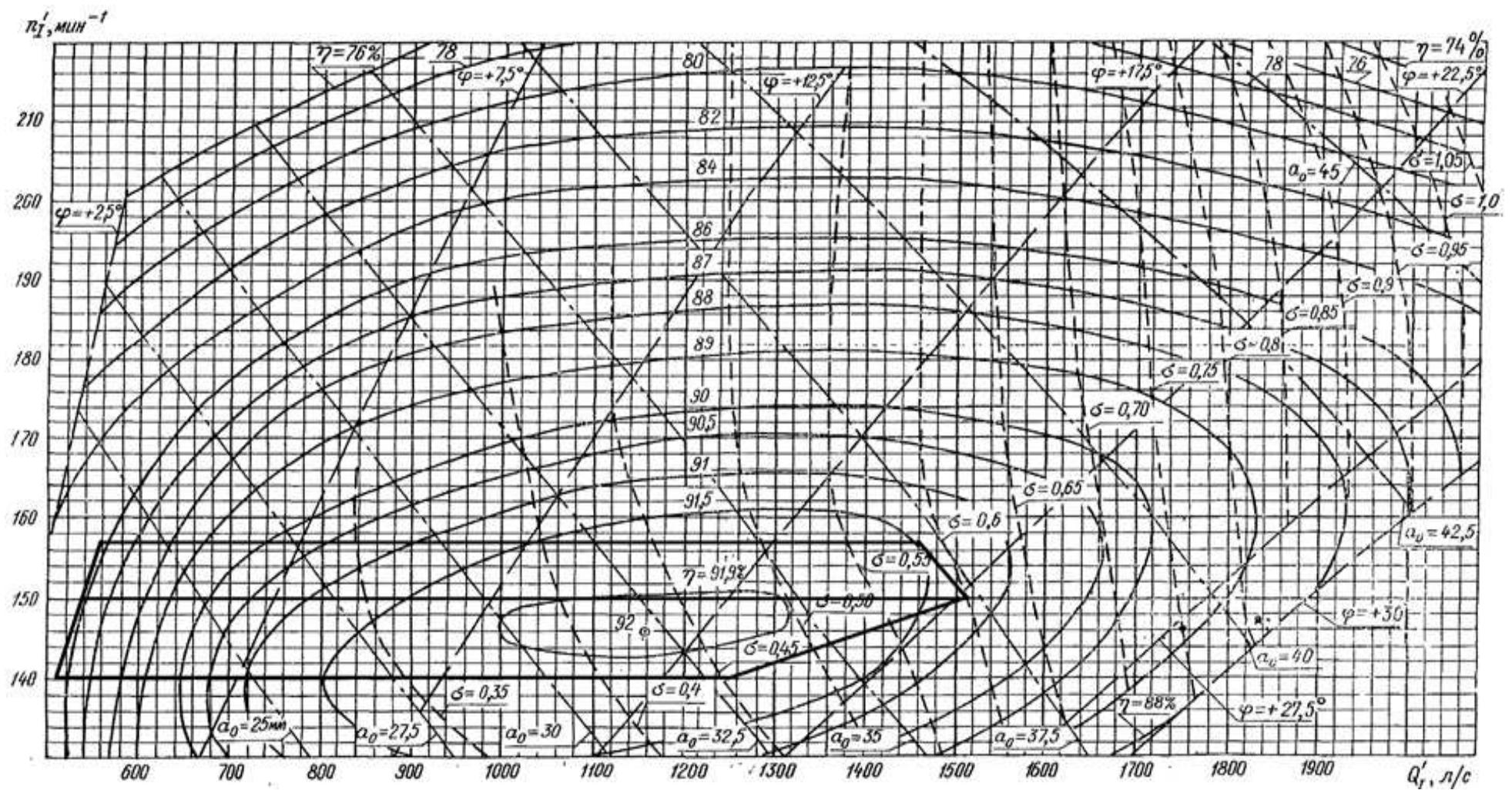


Рисунок Г.2 – Рабочая зона турбины ПЛ 20-В-530

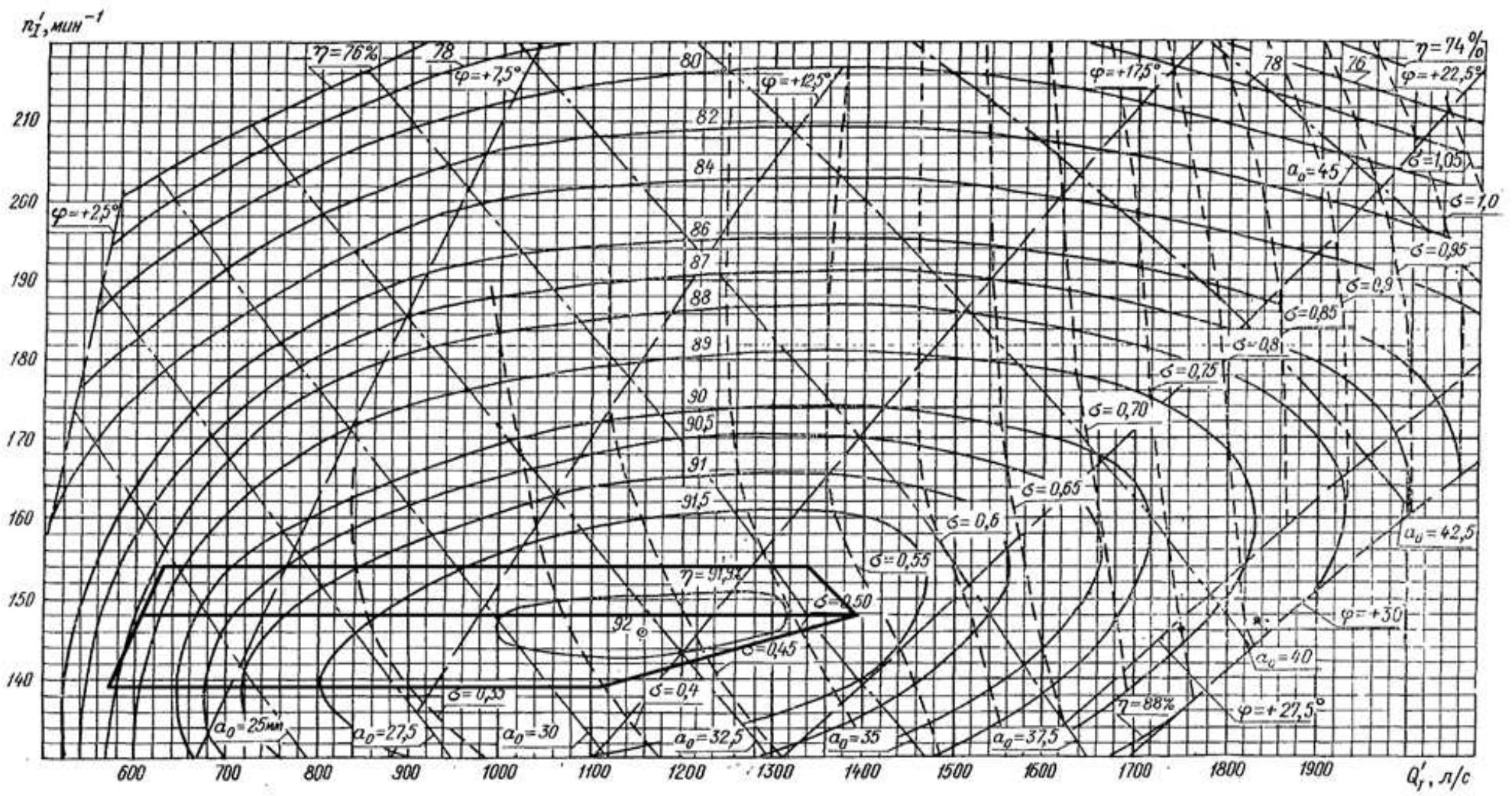


Рисунок Г.3 – Рабочая зона турбины ПЛД 20-В-500

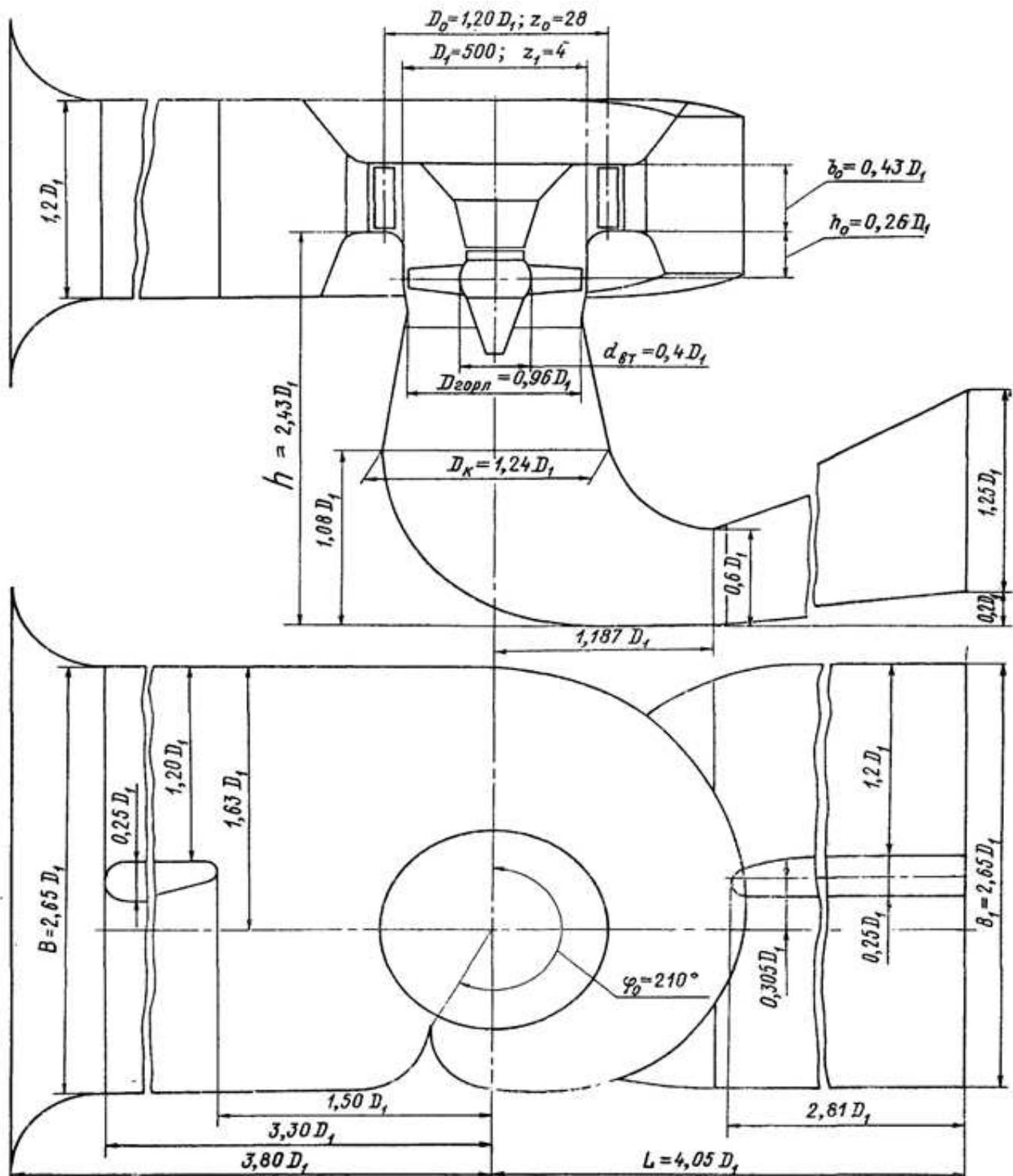


Рисунок Г.4 – Проточная часть гидротурбины ПЛ 20-В-500

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Сбор нагрузок на водосливную плотину

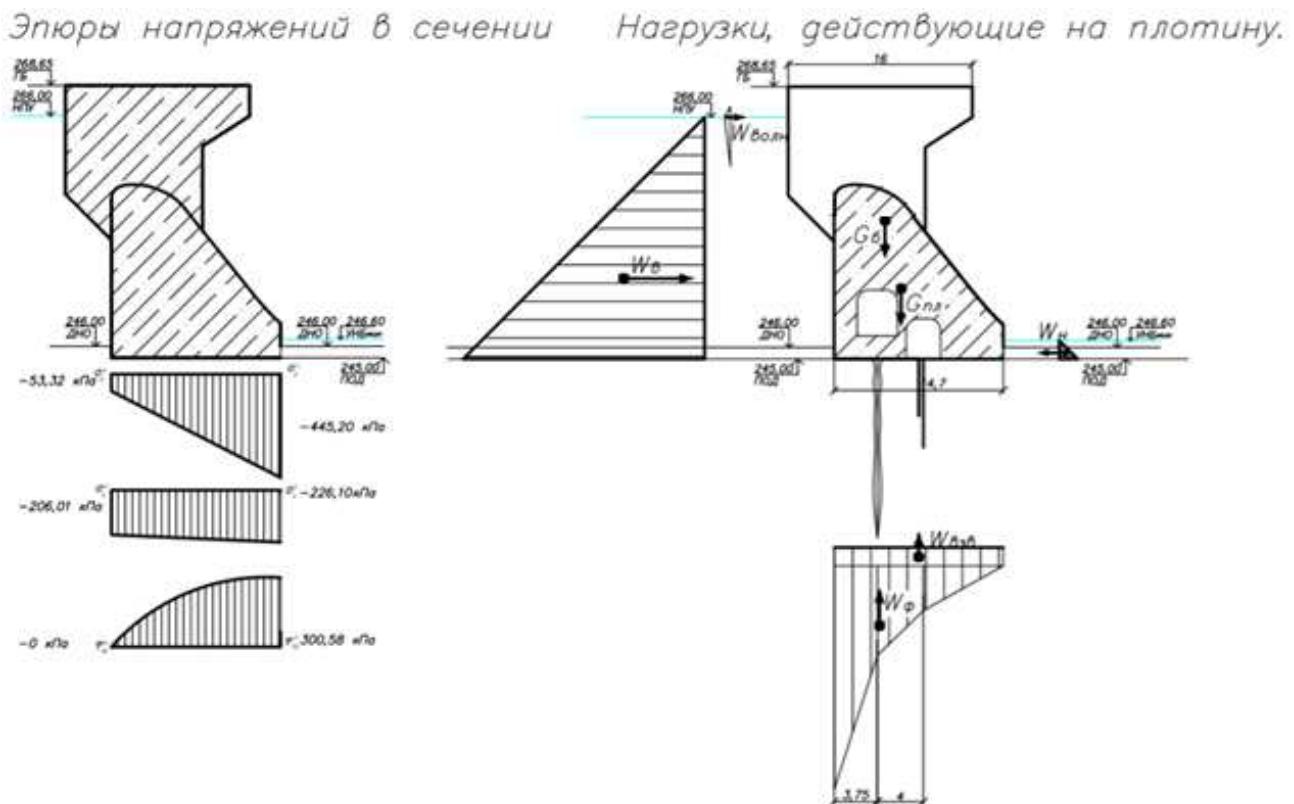
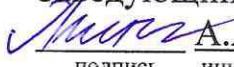


Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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

институт

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
подпись инициалы, фамилия  
«2 » 07 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код-наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА.  
ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И  
СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК,  
ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ  
ОБСЛУЖИВАНИЯ).**

Руководитель   
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭС  
Саяно-Шушенского  
филиала СФУ  
должность, ученая степень

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Ф.В. Сидеев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кондомской ГЭС на реке Кондома. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)».

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

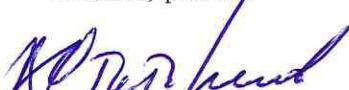
Компоновка и сооружения гидроузла

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата

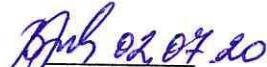
  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия