

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА.  
СИСТЕМЫ СТАЦИОНАРНОГО ВИБРОКОНТРОЛЯ. НАЗНАЧЕНИЯ,  
УСТРОЙСТВО, ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ**

Руководитель	_____	<u>Инженер по релейной защите и автоматике, СРЗАиМ</u>	<u>О.Ю. Шушкевич</u>
	подпись, дата	<u>Филиал ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожнего»</u>	инициалы, фамилия
		должность	
Выпускник	_____		<u>С.С. Лебедев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кондомской ГЭС на реке Кондома. Система стационарного виброконтроля».

Консультанты по  
разделам:

Водно - энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Ю.Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В.Масленникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А.Ачитаев

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В.Широков

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

О.В.Захарова

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.И.Татарников

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.А.Кадычegov

инициалы, фамилия

Технико - экономическое  
обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.В.Лапасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А.Чабанова

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КОНДОМСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Топографические данные .....	12
1.4 Инженерно-геологические характеристики .....	13
1.5 Сейсмические характеристики района строительства .....	13
1.6 Данные по энергосистеме .....	13
2 Водно-энергетические расчеты .....	15
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов .....	15
2.2 Определение маловодного и средневодного года .....	15
2.3 Годовой график нагрузки .....	16
2.4 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК .....	18
2.5 Баланс энергии .....	19
2.6 Водно-энергетический расчет на сработку- наполнение водохранилища (90%) .....	19
2.7 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС .....	19
<b>Н</b>	
<b>М</b>	
М2.8 Баланс мощности .....	21
М2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности воды (50%) .....	22
М Основное и вспомогательное оборудование .....	24
М3.1 Построение режимного поля .....	24
М3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	25
М3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе .....	30
М3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	31
М3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	32
М3.6 Расчет спиральной камеры .....	33
М3.7 Выбор типа маслонапорной установки .....	36
М3.8 Выбор электрогидравлического регулятора .....	36
М3.9 Расчёт вала на прочность .....	36
М3.10 Расчёт подшипника .....	37
М3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	38
М3.12 Выбор кранового оборудования .....	38
М Электрическая часть .....	39
М4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений .....	39
М4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	39
М4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	39

__ 4.2.2	Выбор силового трансформатора.....	40
__ 4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий.....	44
__ 4.4	Выбор схемы распределительного устройства.....	46
__ 4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	46
__ 4.6	Вычисление начальных составляющих токов КЗ на выводах генератора и РУ.....	47
__ 4.6.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима.....	50
__ 4.6.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	50
__ 4.6.2.1	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	52
__ 4.6.2.2	Выбор параметров КРУЭ.....	52
__ 4.7	Выбор ограничителей перенапряжений.....	53
5	Релейная защита и автоматика.....	54
__ 5.1	Расчет номинальных токов.....	54
__ 5.2	Перечень защит основного оборудования.....	55
__ 5.3	Технические данные защищаемого оборудования.....	56
__ 5.4	Описание и расчет уставок защит.....	58
__ 5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	58
__ 5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(U0)).....	60
__ 5.4.3	Защита от повышения напряжения ( $U1 >$ ), ( $U2 >$ ).....	63
__ 5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ).....	64
__ 5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ).....	68
__ 5.4.6	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	70
__ 5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....	71
__ 5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	75
__ 5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	75
6	Компоновка и состав сооружений гидроузла.....	76
__ 6.1	Проектирование сооружений напорного фронта.....	76
__ 6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	76
__ 6.2	Гидравлические расчёты.....	78
__ 6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	78
__ 6.2.2	Расчёт аварийного водосброса.....	80
__ 6.2.3	Определение отметки гребня водослива.....	81
__ 6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	82
__ 6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер – Офицерову.....	84
__ 6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	85
__ 6.2.7	Расчет водобойной стенки.....	86
__ 6.2.8	Определение ширины подошвы плотины.....	87
__ 6.2.9	Разрезка бетонных плотин швами.....	90
__ 6.2.10	Быки.....	90

6.2.11 Устой.	90
6.2.12 Галереи и дренаж в теле плотины.	90
6.2.13 Определение ширины плотины по гребню.	91
6.2.14 Расчет цементационной завесы и дренажа.	91
6.2.15 Водобой и рисберма.	92
6.3 Определение основных нагрузок на плотину	93
6.3.1 Вес сооружения и затворов.	93
6.3.2 Сила гидростатического давления воды.	94
6.3.3 Равнодействующая взвешивающего давления.	95
6.3.4 Сила фильтрационного давления.	95
6.3.5 Давление грунта.	95
6.3.6 Волновое давление.	97
6.4 Оценка прочности плотины	97
6.5 Критерии прочности плотины и её основания	100
6.6 Обоснование устойчивости плотины	101
7 Пожарная безопасность. Охрана труда	102
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	102
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности	102
7.3 Пожарная безопасность	103
8 Охрана окружающей среды	105
8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	105
8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	107
8.3 Отходы, образующиеся при строительстве	108
8.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации	109
9 Техничко-экономическое обоснование	111
9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	111
9.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	112
9.3 Налоговые расходы	114
9.4 Оценка суммы прибыли	115
9.5 Оценка инвестиционного проекта	116
9.5.1 Методология и исходные данные	116
9.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта	117
9.6 Анализ денежных потоков	117
10 Системы стационарного виброконтроля	119
10.1 Назначение	119
10.2 Состав ССВК	120
10.3 Требования к системам	122
10.4 Развитие систем вибродиагностики	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А Гидрологический ряд	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Использование водной энергии	132

ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Нагрузки.....	135

## ВВЕДЕНИЕ

На данный момент в многочисленных регионах России дефицит электроэнергии. Чтобы улучшить данные показатели для регионов необходимо строительство электростанций.

С каждым годом сокращаются запасы органического топлива, и возрастают проблемы с экологией, поэтому всё больше интерес во всём мире проявляется к использованию возобновляемых энергоресурсов. Одно из первых мест занимает энергия потока воды.

Себестоимость электроэнергии на ГЭС намного ниже, чем на других электростанциях. Вода в качестве источника энергии, возобновляется, в отличие от остальных энергоресурсов. Так как прогресс в создании альтернативных источников электроэнергии развивается очень медленно, то на данный момент гидроэнергетика занимает одно из первых мест в энергетическом балансе страны. Доля гидроэнергетики будет только возрастать. Исходя из этого, можно сказать что, гидроэнергетика наиболее продвинутая, развивающиеся и экологически безопасная.

На данный момент в Кемеровской области наблюдается дефицит генерирующих мощностей, так как действующих гидроэлектростанций в регионе нет. Данная проблема вызвана тем, что в регионе очень быстро развивается угольная промышленность, возводятся новые предприятия, требующие энергоресурсы.

Возведение Кондомской ГЭС будет способствовать решению данной проблемы региона. В данном регионе находятся такие крупные предприятия как «Кузбассразрезуглоль», «Кемеровский механический завод», «ЗИМ» и другие. Они в свою очередь всегда будут проявлять инициативу к дешевой электроэнергии, что сможет обеспечить проектируемая Кондомская ГЭС.

Целью бакалаврской работы является освоение основных этапов проектирования гидроэлектростанции.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности  $k_N = 8,8$ ;
2. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,48$  м;
3. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	3	3	3	2	2	1	1	1	1
Льдообразование	2	2	2	2	2	-7	-7	0	-0	0	2	2
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 2.2 Определение маловодного и средневодного года

Составляем таблицу среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов, находим обеспеченности для данных расходов (Приложение А)

Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Найдем коэффициенты приведения по половодью для 1952 года:

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1952}} = \frac{318}{321} = 0,99 \quad (2.1)$$

По межени для 1952 года:

$$K_{м} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1952}} = \frac{60}{60} = 1 \quad (2.2)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1975 г.

По половодью для 1975 года:

$$K_{п} = \frac{Q_{п50\%базовое}}{Q_{п 1975}} = \frac{318}{316} = 1,01 \quad (2.3)$$

По межени для 1975 года:

$$K_{м} = \frac{Q_{м50\%базовое}}{Q_{м 1975}} = \frac{60}{64} = 0,95 \quad (2.4)$$



Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1952 года, поэтому выбираем их и оставляем расходы данного года без изменения, так как один из коэффициентов равен 1.

Далее следует уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. В таблице 2.2 приведены исходные значения расходов с приведением.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный 1952 год (P=50%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	29	37	42	258	506	380	293	170	130	106	39	40
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	29	37	42	258	506	380	293	170	130	106	39	40

Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Коэффициенты приведения по межени и половодью:

По межени:

$$K_M = \frac{Q_{M90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1985}} = \frac{48}{52} = 0,92 \quad (2.5)$$

По половодью:

$$K_P = \frac{Q_{P90\% \text{ базовое}}}{Q_{P 1985}} = \frac{228}{230} = 0,99 \quad (2.6)$$

Далее уточняю годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные нами выше коэффициенты. В таблице 2.3 приведены исходные значения расходов с приведением.

Таблица 2.3 – Расчетный маловодный 1985 год (P=90%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	24	25	26	271	289	256	182	150	88	95	80	27
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	22	23	24	271	289	256	182	150	81	87	74	25

### 2.3 Годовой график нагрузки

Используя данные из суточного графика P(t), построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы:

Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.7)$$

где  $t$  – номер месяца.

При  $P_3^{max} = 1235$  МВт и  $P_л^{max} = 880$  МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_л^{max}}{2} = \frac{1235 + 880}{2} = 1057,5; \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_л^{max}}{2} = \frac{1235 - 880}{2} = 177,5 \quad (2.9)$$

По аналогичным формулам также рассчитаем график среднемесячных нагрузок энергосистемы.

При  $P_3^{cp} = 1173$  МВт и  $P_л^{cp} = 834$  МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_л^{cp}}{2} = \frac{1173 + 834}{2} = 1003,5; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_л^{cp}}{2} = \frac{1173 - 834}{2} = 169,5 \quad (2.11)$$

Таблица 2.4 - Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы

t	$\alpha$	cos	Pt max	Pt cp
1	15	0,966	1235	1173
2	45	0,7074	1187	1128
3	75	0,2595	1105	1049
4	105	-0,258	1010	958
5	135	-0,706	927	879
6	165	-0,966	880	834
7	195	-0,966	880	834
8	225	-0,709	927	879
9	255	-0,261	1010	958
10	285	0,2564	1105	1049
11	315	0,7051	1187	1128
12	345	0,9651	1235	1173

По данным таблицы 2.4 строим годовой график нагрузки рисунок 2.1.

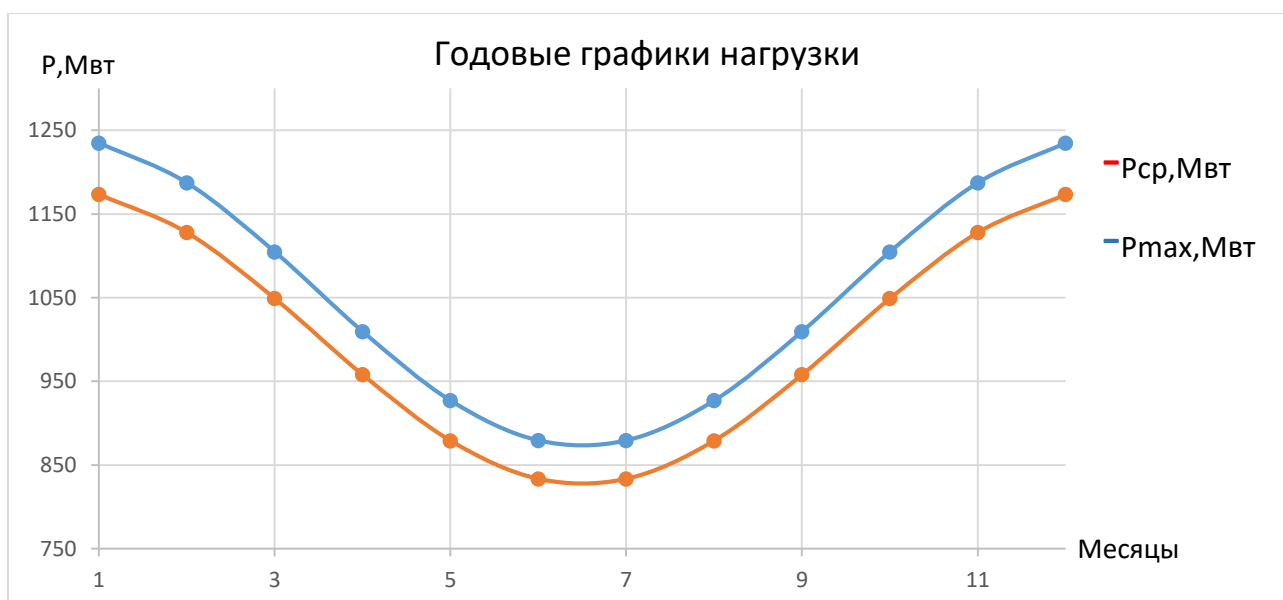


Рисунок 2.1 - Максимальный и среднегодовой график нагрузки

## 2.4 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

По методике были проведены расчеты режимов по водотоку и по санитарному пуску, результаты представлены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Расчеты режимов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	22	23	24	271	289	256	182	150	81	87	74	25	
$\sum Q_{\text{потерь}}, \text{ м}^3/\text{с}$	4	4	4	6	7	-3	-4	3	6	6	4	5	
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	18	19	20	265	282	259	186	147	75	81	70	20	
Работа по водотоку													
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	22	23	24	271	289	256	182	150	81	87	74	25	
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	323,9	323,9	324,0	329,2	329,5	329,1	327,8	327,0	326,1	326,3	325,9	324,0	
$H, \text{ м}$	48,64	48,60	48,55	43,32	43,03	43,42	44,76	45,55	46,43	46,23	46,60	48,55	
Работа по ВХК													
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	326,9	326,9	326,9	325,9	325,9	325,9	325,9	325,9	326,9	326,9	326,9	326,9	
$H, \text{ м}$	45,6	45,6	45,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	45,6	45,6	45,6	45,6	
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-32	-32	-31	60	66	58	32	18	-9	-7	-11	-31	81

$$\sum N_{\text{быт}} = 566 \text{ МВт}$$

$$\sum N_{\text{ВХК}} = 485 \text{ МВт}$$

Исходя из данных таблице 2.5 можно определить, что 9 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

## 2.5 Баланс энергии

Следующим этапом рассчитанные 2 режима работы проектируемой ГЭС вписываются в годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с уже вписанными на нём существующими ГЭС. В качестве существующей ГЭС возьмем 4% от мощности СШГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы представлено на рисунке 2.6. Баланс энергии (приложение Б).

Таблица 2.6 – Среднемесячные мощности существующей ГЭС

Сущест. ГЭС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\Sigma \Delta$ , млн кВт*ч	2,90	2,65	2,41	2,24	2,17	2,876	2,876	2,17	2,24	2,41	2,65	2,90
N, МВт	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250

## 2.6 Водно-энергетический расчет на сработку-наполнение водохранилища (90%)

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки  $\nabla$ УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla$ НПУ = 373 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это сентябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. График сработки - наполнения водохранилища (приложение Б).  
Таблицы сработки и наполнения (приложение Б).

## 2.7 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС

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

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС. Для того, чтобы определить рабочую мощность проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

## 1.1 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме. ИКН зимних суток представлены на рисунке 2.2.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик}}; \quad (2.12)$$

$$N_{\text{баз.}} = kN \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H \quad (2.13)$$

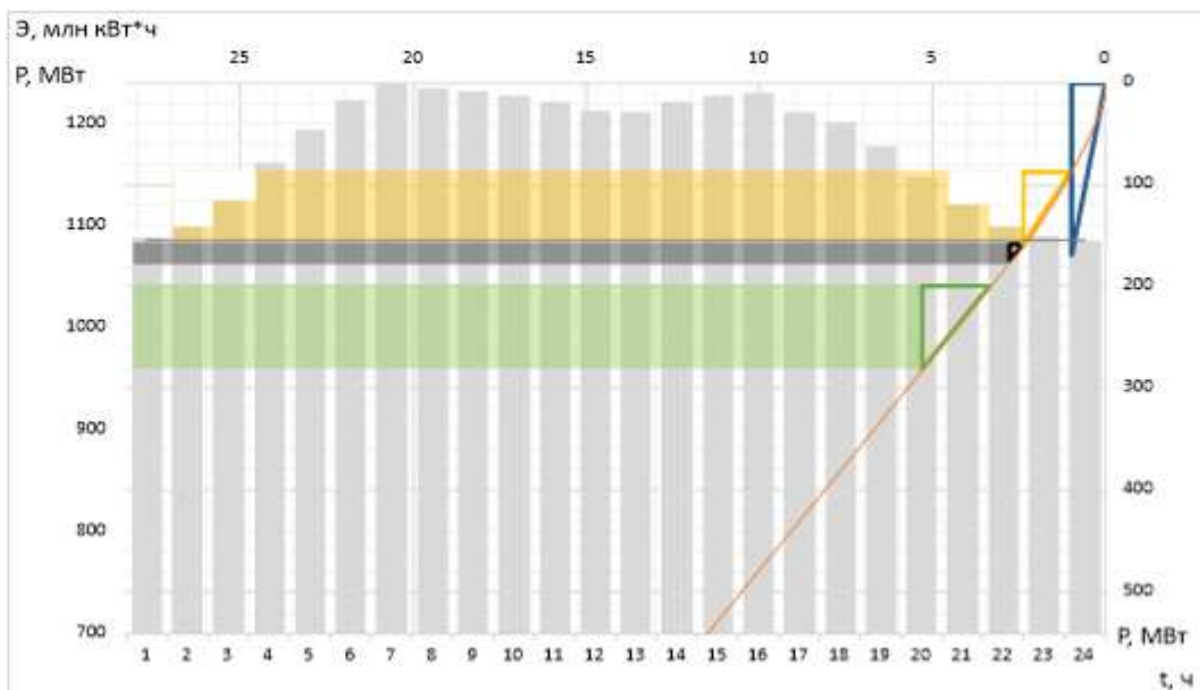


Рисунок 2.2 – ИКН зимних суток

## 2.2 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в других месяцах

Расчет рабочих мощностей для оставшихся месяцев проводится аналогично пункту 2.7.1 и заносится в таблицу 2.7

Таблица 2.7 – Сводная таблица рабочих мощностей для проектируемой ГЭС

Месяцы	$N_{\text{гар}}$	$\text{Э}_{\text{сут.гар}}$	$N_{\text{баз}}$	$\text{Э}_{\text{баз}}$	$N_{\text{пик}}$	$\text{Э}_{\text{пик}}$	$N_{\text{раб}}$
Январь	73	1,752	15	0,36	72	1,392	87
Февраль	30	0,72	15	0,36	21	0,36	36
Март	28	0,672	14	0,336	19	0,336	33
Апрель	40	0,96	20	0,48	28	0,48	48
Май	40	0,96	20	0,48	28	0,48	48
Июнь	39	0,936	20	0,48	27	0,456	47
Июль	39	0,936	20	0,48	27	0,456	47
Август	40	0,96	20	0,48	28	0,48	48
Сентябрь	40	0,96	20	0,48	28	0,48	48
Октябрь	28	0,672	14	0,336	19	0,336	33
Ноябрь	30	0,72	15	0,36	21	0,36	36
Декабрь	73	1,752	15	0,36	72	1,392	87

Знание данных мощностей необходимо для последующего выполнения баланса мощностей.

## 2.8 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 8

% Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.8

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не  $P_t^{max}$ .

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{236}{6} = 39 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{87}{6} = 15 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.15)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{раб}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{912}{6} \cdot \frac{1}{2} = 76 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.16)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Баланс мощности (приложение Б).

Таблица 2.8 Расчеты для баланса мощности

Месяцы	Энергосистема			Сущ ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭЦ			
	$P_{\max}$	$N_{н.р}$	$N_{а.р}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{н.р}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{н.р}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{а.р}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{нр}}$
Январь	1235	25	99	236	7		87	2		912	99		16
Февраль	1187	25	99	223	7		36	2		908	99		16
Март	1105	25	99	205	7		33	2		867	99		16
Апрель	1010	25	99	203	7		48	2		759	99		16
Май	927	25	99	190	7		48	2		689	99		16
Июнь	880	25	99	177	7		47	2		656	99	76	16
Июль	880	25	99	177	7		47	2		656	99	76	16
Август	927	25	99	190	7	39	48	2	15	689	99		16
Сентябрь	1010	25	99	203	7		48	2		759	99		16
Октябрь	1105	25	99	205	7		33	2		867	99		16
Ноябрь	1187	25	99	223	7		36	2		908	99		16
Декабрь	1235	25	99	236	7		87	2		912	99		16

## 2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности году (50%)

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднегодовую выработку.

Расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении Б для первого и второго режима соответственно.

Среднегодовая выработка по отметкам равна:  $\sum \mathcal{E} = 483,74$  млн кВт·ч, а по мощностям:  $\sum \mathcal{E} = 482,61$  млн кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднегодовой.  $\mathcal{E}_{\text{ср.многолет}} = 483,74$  млн кВт·ч. График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 - График сработки-наполнения водохранилища



### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1. Режимное поле Кондомской ГЭС представлено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расходу сан.пуска	
$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{вб}}^{\text{янб}}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	323,0	49,5	34,8	42,1	29,6	342	22,2	223,7	50	50
100	325,9	46,6	31,8	39,2	30,2	335	22,9	227,1	0	50
200	328,0	44,5	29,7	37,1	30,9	327	23,5	230,4		50
300	329,8	42,7	28,0	35,3	31,6	320	24,2	233,6		50
400	331,4	41,2	26,4	33,8	32,2	314	24,9	236,8		50
500	332,7	39,8	25,1	32,4	32,9	307	25,5	240,0		50
600	333,8	38,7	24,0	31,3	33,6	301	26,2	243,1		50
700	334,7	37,8	23,1	30,5	34,3	295	26,9	246,2		50
800	335,4	37,1	22,4	29,7	34,9	290	27,5	249,3		50
900	336,0	36,5	21,8	29,2	35,6	284	28,2	252,3		50
1000	336,248	36,27	21,51	28,89						
1100	335,5967	36,92	22,16	29,54						
1200	332,7355	39,78	25,02	32,4						

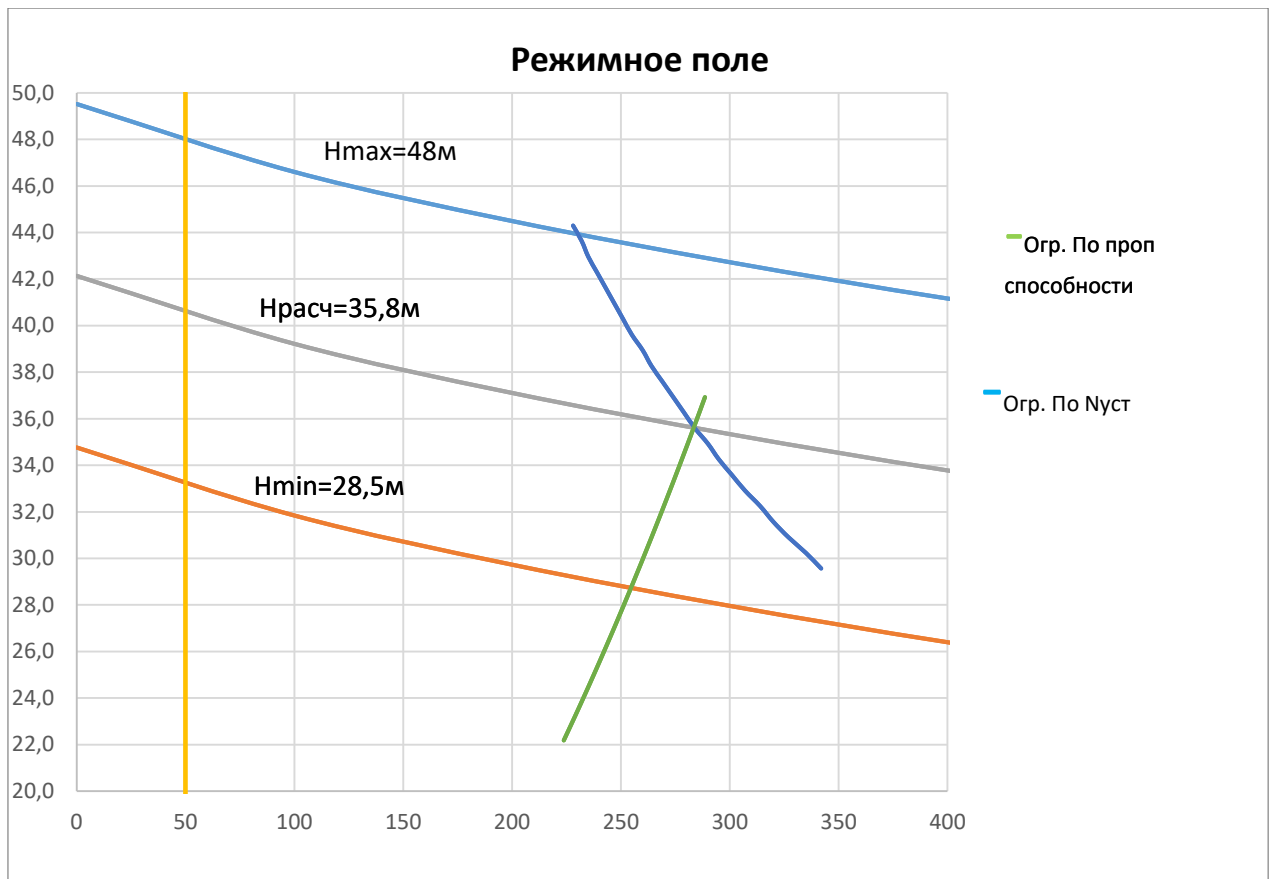


Рисунок 3.1 – Режимное поле Кондомской ГЭС

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}$ , м	$H_{расч}$ , м	$H_{min}$ , м	$Q_{min}$ , м³/с	$Q_{max}$ , м³/с	$H_{min}/H_{max}$
48	35,8	28,5	50,00	285,00	0,59

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max} = 48$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ50-В и ПЛД50, основные параметры которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,35
$n'_{1 \text{ опт}}, \text{об/м}$	116	113
$\eta_{\text{морт}}$	0,916	0,91
$Q'_{1 \text{ max}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,5	1,65
$D_{1 \text{ м}}, \text{м}$	0,46	0,35
$H_{\text{м}}, \text{м}$	12	5
$t_{\text{мод}}, \text{°C}$	21	16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для ПЛ50-В: } Q'_{(p1)} = 1,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,916;$$

$$\text{Для ПЛД50: } Q'_{(p1)} = 1,65 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,91$$

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ50-В для разных значений диаметра. Ниже представлен ход расчета для диаметра  $D_1 = 4,5 \text{ м}$ .

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

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

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

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_M; t_H$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - 0,916) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{4,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{35,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,01 \cdot 10^6}} \right) = \\ &= 0,9414. \end{aligned}$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q_{Iр}' \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.2)$$

где  $Q_{Iр}'$  – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (приложение В, рисунок В.1)

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$N_a' = 9,81 \cdot 1,5 \cdot 4,5^2 \cdot 35,8^{1,5} \cdot 0,9414 \cdot 0,97 = 58,28 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N_a'} = \frac{89}{58,28} = 1,53, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}^{прГЭС} = 89$  МВт – установленная мощность станции;

$N_a'$  – мощность агрегата в расчетной точке.

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.  $z_a = 2$  шт.

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{89}{2} = 44,5 \text{ МВт}$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,9414}{0,916} = 1,028, \quad (3.4)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n_{Iр}' \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{116 \cdot \sqrt{35,8 \cdot 1,028}}{4,5} = 156,38 \text{ об/мин,} \quad (3.5)$$

где  $n'_{Iр}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

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

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения.

Принимаем стандартное значение синхронной частоты  $n_c = 157,8$  об/мин.

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}, H_p^N, H_{min}$  находим по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где  $n_c$  – синхронная частота вращения турбины;

$H$  – напоры  $H_{max}, H_p, H_{min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{max} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{28,5 \cdot 1,028}} = 131,21 \text{ об/мин};$$

$$n'_{расч} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{35,8 \cdot 1,028}} = 117,07 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$n'_{min} = \frac{157,8 \cdot 4,5}{\sqrt{48 \cdot 1,028}} = 101,1 \text{ об/мин}$$

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

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G^{cp}}, \quad (3.7)$$

где  $Q'_I$  и  $\eta_T$  – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки;

$N_a$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке;

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

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{44500}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot 35,8^{1,5} \cdot 0,97} = 1,078$$

Получаем координаты расчётной точки:  $\eta_T = 0,912, Q'_I = 1,8 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии  $n'_{Hmin}$ , соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{44500}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot 48^{1,5} \cdot 0,97} = 0,69$$

Получаем координаты данной точки:  $\eta_T = 0,905, Q'_I = 0,76 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата,  $a_0$ .

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

Параметры	Значение				
	1	2	3	4	5
$D_1, \text{ м}$	2,8	3,15	3,55	4,0	4,5
$\eta_T$	0,9376	0,9386	0,9395	0,9405	0,9414
$N_a', \text{ кВт}$	22474,51	28474,64	36200,12	46008,21	58284,86
$z_a'$	3,960041	3,1255	2,458555	1,934437	1,52698316
$z_a$	4	3	2	2	2
$N_a, \text{ кВт}$	22,25	29,66667	44,5	44,5	44,5
$\Delta$	1,024	1,025	1,026	1,027	1,028
$n'_{c1}, \text{ об/мин}$	250,84	223,07	198,04	175,84	156,38
$n_{c1}, \text{ об/мин}$	272,6	230,8	200	187,5	157,8
$n'_{1Hmax}, \text{ об/мин}$	141,32	134,53	131,32	138,65	131,21
$n'_{1Hr}, \text{ об/мин}$	126,09	120,04	117,17	123,71	117,07
$n'_{1Hmin}, \text{ об/мин}$	108,89	103,67	101,19	106,83	101,1
$Q'_I \cdot \eta_T$ ( $H_{расч}$ )	1,392	1,467	1,732	1,365	1,078
$Q'_I \cdot \eta_T$ ( $H_{max}$ )	0,9	0,94	1,12	0,88	0,69

Из анализа полученных вариантов лишь турбины, ПЛ50-В-280, ПЛ50-В-400 и ПЛ50-В-450 имеют оптимальные рабочие зоны с расчётной точкой близкой к точке оптимума при всех расчетных режимах работы, нежели другие варианты. (приложение В).

Для турбин с данными диаметрами возможно осуществить подбор гидрогенератора.

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД50

Параметры	Значение			
	1	2	3	4
$D_1$ , м	2,8	3,15	3,55	4
$\eta_T$	0,939	0,9399	0,9408	0,9417
$N_a'$ , кВт	24758,87	31365,48	39875,23	50673,6
$z_a'$	3,59467132	2,837514	2,231962	1,756339
$z_a$	4	3	2	2
$N_a$ , кВт	22,25	29,66667	44,5	44,5
$\Delta$	1,032	1,033	1,034	1,035
$n'_{c1}$ , об/мин	245,3	218,15	193,67	171,96
$n_{c1}$ , об/мин	250	230,8	200	187,5
$n'_{1Hmax}$ , об/мин	129,07	133,99	130,79	138,09
$n'_{1Hr}$ , об/мин	115,16	119,55	116,7	123,21
$n'_{1Hmin}$ , об/мин	99,46	103,25	100,78	106,41
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{расч}$ )	1,392	1,467	1,732	1,365
$Q'_i \cdot \eta_T$ ( $H_{max}$ )	0,897	0,945	1,116	0,879

Аналогично предыдущему анализу, из двух подходящих по зонам работы (приложение В) вариантов ПЛД-50-280, ПЛД-50-315 и ПЛД-50-400

### 3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H$  – напор,  $H_{max}$  или  $H_{min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле 3.11 расходы для ПЛ50-В-450 при разных напорах:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{50}{4,5^2 \cdot \sqrt{48 \cdot 1,028}} = 0,346 \frac{m^3}{c} = 351 \text{ л/с}; \quad (3.9)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{50}{4,5^2 \cdot \sqrt{28,5 \cdot 1,028}} = 0,468 \frac{m^3}{c} = 456 \text{ л/с} \quad (3.10)$$

Аналогичный расчет произведен для других гидротурбин, результаты сведены в таблицу.

Таблица 3.6 – Результаты проверки работы турбины при минимальном расходе

Турбина	ПЛ50-В-280	ПЛ50-В-400	ПЛ50-В-450	ПЛД50-280	ПЛД50-400
При $H_{max}$	910 л/с	445 л/с	352 л/с	906 л/с	443 л/с
При $H_{min}$	1,18 л/с.	577 л/с.	456 л/с	1,176 л/с	575 л/с

При выбранных параметрах турбины ПЛ60-В-315, ПЛ60-В-355, ПЛ60-В-400, ПЛД60-В60-315 и ПЛД60-В60-355 могут работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (приложение В).

### 3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.11)$$

где  $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

$$\nabla Z_{p.k.}(H_{max}) = 325,51 + 1,26 = 326,77;$$

$$\nabla Z_{p.k.}(H_{расч}) = 326,93 + (-3,71) = 323,23;$$

$$\nabla Z_{p.k.}(H_{min}) = 327,17 + (-0,36) = 326,8$$



Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, которые требуют Наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата с максимальной мощностью при  $H_{max}$ ;
2. работа одного агрегата с максимальной мощностью при  $H_p$ ;
3. работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

где  $B$  – барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст.;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $z_{НБ}(Q_{НБ})$ .

Результаты расчета сводим в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$\eta$	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
ПЛ50-В-280	0,9376	2,8	4	272,6	22,25	-3,05	-13,01	-6,92
ПЛ50-В-400	0,9405	4,0	2	187,5	44,5	-2,57	-11,22	-6,07
ПЛ50-В-450	0,9414	4,5	2	157,8	44,5	1,26	-3,71	-0,37
ПЛД50-280	0,939	2,8	4	250	22,25	-0,81	-10,79	-4,12
ПЛД50-400	0,9417	4,0	2	187,5	44,5	1,58	-10,42	-4,7

1) Турбины ПЛ50-В с диаметрами РК 2,8м и 4,0м и ПЛД-50 с диаметрами РК 2,8м и 4,0м имеют оптимальную зону работы и приемлемое количество ГА (4 и 2 шт), но высота отсасывания  $H_s$  при расчетах оказалась  $< -8$ , что не допустимо из-за угрозы образования кавитации.

2) Турбина ПЛ50-В с диаметром РК 4,5 м – наиболее подходящая. Высота отсасывания турбины соответствует норме (-3,71 м). Количество ГА при установке данной турбины – 2 шт, что является экономически выгодным. Частота вращения  $n=157,8$  об/мин достаточно высокая, она обеспечит меньшее число пар полюсов, ввиду чего также уменьшаются габариты турбины. КПД в рабочей точке и в точке оптимума достаточно высокий.

Окончательно принимаем к установке турбину ПЛ50-В с  $D_1=4,5$  м.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

По справочным данным выбираем гидрогенератор: ВГС 650/130-32

### 3.6 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (приложение В):

$$\varphi_{\text{СП}} = 225^\circ$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{ВХ}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 4,5 = 8,05 \text{ м} \quad (3.13)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{ВХ}} = 7 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{НАР}}}{2} = \frac{7}{2} = 3,5 \text{ м} \quad (3.14)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{ВЫХ}} = 6,1 \text{ м}$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 4,5 = 1,8 \text{ м} \quad (3.15)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,8 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,815 \quad (3.16)$$

Допустимая скорость во входном сечении взятая по графику

$$v_{\text{СР}} = f(H_p): v_{\text{ВХ}} = 6 \text{ м/с}$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{РАСЧ}}} = \frac{44500}{9,81 \cdot 35,8 \cdot 0,9414} = 269,2 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.17)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{269,2 \cdot 225}{360} = 168,25 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.18)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{168,25}{6} = 28,04 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,05 - 3,5 = 4,55 \text{ м} \quad (3.20)$$

Высота входного сечения:

$$b_{\text{вх}} = 5 \text{ м}$$

В таблице 3.8 представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel:

Таблица 3.8 – Расчет бетонной СК

	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	8,05	7,40	6,74	6,09	5,43	4,78	4,13	3,47	2,82	2,16	1,51	0,86
bi	4,99	4,53	4,07	3,61	3,15	2,70	2,24	1,78	1,32	0,86	0,41	-0,05
rk	4,35	4,23	4,11	3,99	3,86	3,74	3,62	3,49	3,37	3,25	3,13	3,00
rk/ra	1,24	1,21	1,17	1,14	1,10	1,07	1,03	1,00	0,96	0,93	0,89	0,86
ln(rk/ra)	0,22	0,19	0,16	0,13	0,10	0,07	0,03	0,00	-0,04	-0,07	-0,11	-0,15
ri/ra	2,30	2,11	1,93	1,74	1,55	1,37	1,18	0,99	0,81	0,62	0,43	0,24
ln(ri/ra)	0,83	0,75	0,66	0,55	0,44	0,31	0,16	0,01	-0,22	-0,48	-0,84	-1,41
bln(ri/ra)	4,15	3,39	2,67	2,00	1,39	0,84	0,37	-0,01	-0,29	-0,42	-0,34	0,07
rkctg <sub>y</sub>	16,25	15,79	15,33	14,87	14,42	13,96	13,50	13,04	12,58	12,13	11,67	11,21
rkctg <sub>y</sub> ln(rk/ra)	3,55	2,99	2,46	1,93	1,42	0,93	0,45	-0,02	-0,47	-0,90	-1,32	-1,71
mi	3,19	2,73	2,27	1,81	1,35	0,90	0,44	-0,02	-0,48	-0,94	-1,39	-1,85
Ji	4,04	3,37	2,73	2,13	1,57	1,06	0,61	0,23	-0,05	-0,20	-0,17	0,18
φi	210,00	175,09	141,86	110,55	81,47	54,99	31,64	12,13	-2,49	-10,5	-8,90	9,47
ai	4,55	3,90	3,24	2,59	1,93	1,28	0,63	-0,03	-0,68	-1,34	-1,99	-2,64

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построим график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ , представленный на рисунке 3.2.

Путем разбиения графика на интервалы с шагом  $\varphi_i = 15^\circ$  снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры, результаты заносим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Данные для построения спиральной камеры

$\varphi$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, \text{м}$	3,97	4,81	5,52	6,14	6,71	7,24	7,75	8,24	8,71	9,16	9,60	10,03	10,45	10,87	11,27	11,64

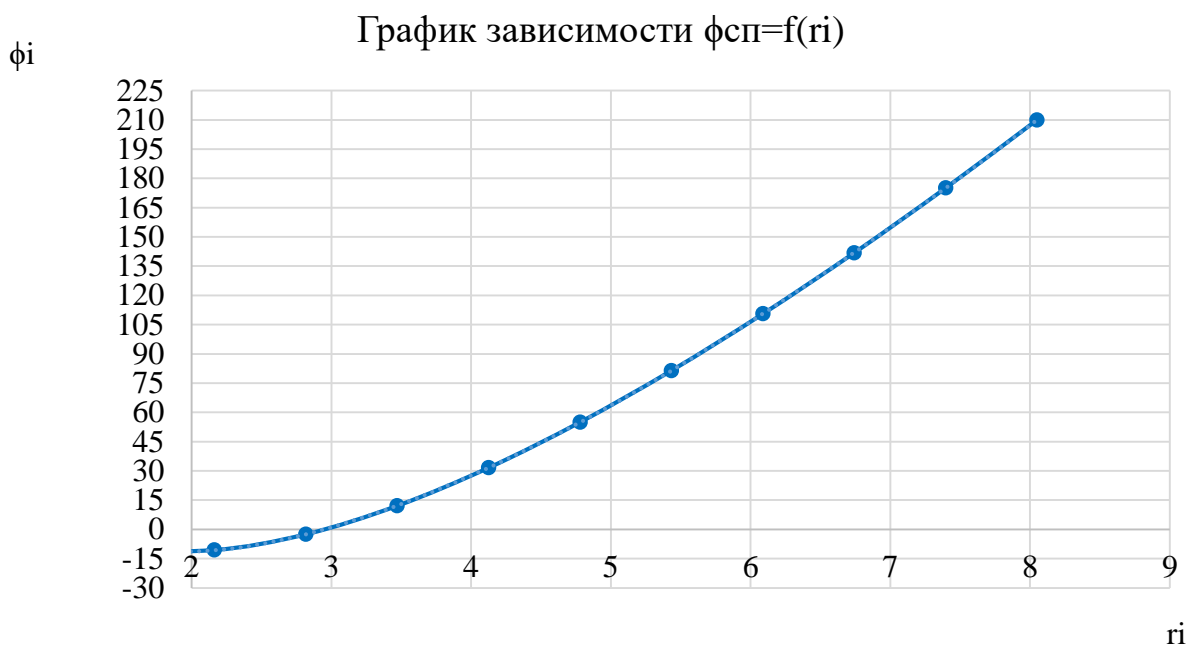


Рисунок 3.2 – график  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода, определяемая из ГУХ

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 4,5 = 12,98 \text{ м} \quad (3.21)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  (м), то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{278}{400} = 1,7 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный расход через турбину

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{расч}} = \frac{44500}{9,81 \cdot 35,8 \cdot 0,9414} = 278 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.23)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 12,98 + 1,7 = 14,7 \text{ м} \quad (3.24)$$

По полученным данным строим план бетонной спиральной камеры (приложение В).

### 3.7 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [2] определяем тип МНУ:

МНУ 6,3/1-40-8-2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда на давление 8 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 6,3/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 8 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

### 3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным[2] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГРК. Для поворотно-лопастной турбины с диаметром D1=4,5 м: это ЭГРК-2И1-150-4; тип панели электрооборудования ЭГР-2И1 (на интегральных микросхемах); тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

### 3.9 Расчёт вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{44500}{157,8} = 2,75 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.25)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0.33} = \left( \frac{5,1 \cdot 2,75}{32,5} \right)^{0.33} = 0,76 \text{ м}, \quad (3.26)$$

где  $\tau_{don} = 30 \div 35$  МПа

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 800 \text{ мм}$$

### 3.10 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 44500}{157,8 \cdot 4,5} = 50,13 \text{ кН} \quad (3.27)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на  $(15 \div 20)$  мм больше  $D_6$ :

$$d_{\text{п}} = D_B + 0,017 = 0,8 + 0,017 = 0,817 \text{ м} \quad (3.28)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{50,13}{0,817 \cdot 0,3} = 204,54 \text{ кПа}, \quad (3.29)$$

где  $h_{\text{п}} = 0,3$  м, взят по справочным таблицам в соответствии с  $D_B$

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

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 13,49 = 391,32 \text{ кПа}, \quad (3.30)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 157,8 \cdot 0,817}{30} = 13,49 \text{ м/сек} \quad (3.31)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 204,54 < 391,32 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R \text{ рад}}{(1 + 2\cos \alpha + 2\cos(2\alpha))} = \frac{50,13}{1 + 2\cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2\cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 43,42 \text{ кН} \quad (3.32)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{50,13}{0,28 \cdot 0,3} = 595,58 \text{ кПа}, \quad (3.33)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,817}{8} = 0,281 \text{ м} \quad (3.34)$$

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

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 13,49 = 674,7 \text{ кПа} \quad (3.35)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 595,58 < 674,7 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что к установке подходят оба подшипника. Для установки выбираем сегментный подшипник.

### 3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ГОСТ 108.023.105-84 [3].

При диаметре  $D_1 = 4,5$  м и зонтичном типе генератора выбирается 1 схема компоновки турбины при которой подпятник расположен на нижней крестовине.

Верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине.

### 3.12 Выбор кранового оборудования

Масса РК гидротурбины по справочным данным:  $G_{\text{т}} = 250$  т.

По вышеуказанным значениям массы, а также по данным пособия [7], принимаем к установке мостовой кран К250/100.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили одиночные блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Для Кондомской ГЭС с числом агрегатов, равным 2, для максимальной надёжности передачи электроэнергии рассмотрим вариант – схему с одиночными блоками.

Выбор напряжения распределительного устройства обусловлен наличием в непосредственной близости (38 км) подстанции ПС-Кондомская 110кВ, имеющей связь с энергосистемой Кемеровской области.

### 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

#### 4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производится расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд.

$$S_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot \frac{0,01}{\cos\varphi} = 89 \cdot \frac{0,01}{0,8} = 1,11 \text{ Мвт} \quad (4.1)$$

По полученному значению выбираются трансформаторы собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформаторы ТСЗ(Л) – 1600/10,5/0,4

- Т-трансформатор.
- С-сухой.
- Л – с литой изоляцией
- З-защищённый.
- 1600- номинальная мощность трансформатора, кВА.
- 0,4 - значение низшего напряжения, кВ.
- 10,5- значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ(Л) – 1600/10,5/0,4 представлены в таблице 4.1.



Таблица 4.1 - Параметры трансформаторов ТСЗ(Л) – 1600/10,5/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ(Л) –1600/10,5/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	1,6
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$ , кВ	10,5
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$ , кВ	0,4
Потери активной мощности	$\Delta P$ , кВт	11,5
Потери активной мощности на холостом ходу	$\Delta P_x$ , кВт	3,1
Потери тока на холостом ходу	$\Delta I_x$ , %	0,5
Напряжение короткого замыкания	$\Delta U_k$ , %	8

#### 4.2.2 Выбор силового трансформатора

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТРДН-63000/110.

- Т – трехфазный;
- Р – расщепленная обмотка;
- Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха;
- Н – регулирование напряжения под нагрузкой;
- 63000- номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 110 - значение высшего напряжения, кВ.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТРДН-63000/110

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение

И Ч И Н Ы			
Н О М И Н А Л Ь Н А Я П О Л Н А Я М О Ш Н О С Т Ь	НОМ	МВ·А	
Н О М И Н А Л Ь Н О Е Н А П Р Я Ж Е Н И Е	$U_{BH}$	кВ	

Ы С Ш е й о б м о т к и			
Н о м и н а л ь н о е н а п р я ж е н и е н и з ш е й о б м о т к и	$U_{нн}$	кВ	
Н а п р я ж	$U_{к}$		

е н и е к о р о т к о г о з а м ы к а н и я			
П о т е р и к о р о т к о г о з а м ы к а н и я	$\Delta P_k$	кВт	
П о т е р и	$\Delta P_x$	кВт	

Х О Л О С Т О Г О Х О Д А			
Т О К Х О Л О С Т О Г О Х О Д А	$I_x$		

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на распредел. устройство:

$$S_{\text{выд}} = \frac{\Sigma P_{\Gamma} - S_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{89 - 1,11}{0,8} = 109,86 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ  $P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}$ .  
Коэффициент мощности системы  $\cos\varphi_c = 0,8$ .

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{P_{\text{нат}} \cdot k_{\text{п}} / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{109,86}{30 \cdot 1,1 / 0,8} + 1 = 3,2 \quad (4.3)$$

Принимается 3-х цепная ВЛ 110 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{выд}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{109860}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 192 \text{ А} \quad (4.4)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 192 = 201,8 \text{ А}, \quad (4.5)$$

где  $\alpha_{\text{т}}$  - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;  
 $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\text{выд}}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{109860}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 288,3 \text{ А}. \quad (4.6)$$

Принимается провод марки АС-185/24. Каталожные данные представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС-185/24

Наименование величин	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{\text{уд}}$	Ом/км	
Удельное реактивное сопротивление	$x_{\text{уд}}$	Ом/км	

ивл ени е			
Пре дел ьно доп уст им ьй ток	$I_{доп}$	A	

#### 4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 89 МВт и находится в Сибири, целесообразно применить КРУЭ 110 кВ.

Принимается схема с одной системой сборных шин.

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Для того чтобы выбрать схему из вариантов, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Из двух вариантов выбирается такой, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединении  $n=4$  принимаем схему РУ одиночного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{PY} \cdot t = 250488000 \cdot 2 + 68796000 \cdot 3 + 57036000 \cdot 5 = 992544000p, \quad (4.7)$$

где  $n$  – количество силовых трансформаторов;

$K_T$ - стоимость силового трансформатора;

$m$  – число трансформаторов собственных нужд;

$K_{CH}$ - стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{PY}$  – стоимость ячейки КРУ

$t$  – число ячеек

2) Для второго варианта принимаем схему РУ укрупненного блока.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{PY} \cdot t = 299350800 \cdot 1 + 68796000 \cdot 3 + 57036000 \cdot 3 = 676846800p \quad (4.8)$$

Наиболее экономичным из вариантов эл.установок требует наименьшего числа полных приведенных затрат:

$$Z = E \cdot K + U \quad (4.9)$$

Для первого варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 992544000 + 10675 = 148881р.$$

Для второго варианта:

$$Z = 0,15 \cdot 676846800 + 21351 = 101527р.$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = 31,8\% \quad (4.10)$$

Принимаем вариант с одиночным блоком, т.к. этот вариант реален, в отличие от укрупненного блока, в целях выдачи мощности.

#### 4.6 Вычисление начальных составляющих токов КЗ на выводах генератора и РУ

Изначально необходимо вычислить сопротивления и ЭДС, необходимые для расчётов.

1) Силовой трансформатор

$$X_T = \frac{U_{k,\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 20,17 \text{ Ом}; \quad (4.11)$$

$$K_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10,5} = 0,09; \quad (4.12)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,245 \cdot 115^2}{63^2} = 0,82 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

где  $U_6$  – это среднее номинальное напряжение, выбирается из стандартного ряда, в зависимости от номинального напряжения.

2) Гидрогенератор

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,19 \cdot \frac{10,5^2}{63} = 0,47 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega T_{\text{аг}}} = \frac{0,47}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

где  $\omega = 314$  рад/с

$T_{\text{аг}}$  принимаем равной 0,045 с.



$E''$  принимаем равной 1,13 о.е.

$$E_{\Gamma} = E'' \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.16)$$

3) Линия

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,198 \cdot 38 = 7,52 \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,42 \cdot 38 = 15,96 \text{ Ом} \quad (4.18)$$

4) Система

$$S_{\text{кз}} = \frac{S_{\text{п/ст}}}{2} = \frac{313}{2} = 156,5 \text{ МВА}; \quad (4.19)$$

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{к.з.}}} = \frac{115^2}{156,5} = 84,5 \text{ Ом}; \quad (4.20)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{с}}}{(\omega T_{\text{а.с}})} = \frac{84,5}{314 \cdot 0,035} = 7,69 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

$T_{\text{а.с}}$  принимаем равной 0,035 с.

$E_{\text{г}}$  принимаем равной 1 о.е.

$$E_{\text{с}} = E_{\text{г}} \cdot U_{\text{г}} = 1 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

На рисунке 4.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по генераторам. На рисунке 4.4 представлены результаты расчета трехфазного КХ на выводах генератора. На рисунке 4.5 представлены результаты расчета трехфазного КЗ на РУ ВН 110 кВ. На рисунке 4.6 представлены результаты расчета однофазного КЗ на РУ ВН 110 кВ. Результаты расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 4.4

Узлы/Несим/ИД											
О	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>		γ	1	Ген1		11				
2	<input type="checkbox"/>		γ	2	Ген2		11				
3	<input type="checkbox"/>		γ	3	Блок1		11				
4	<input type="checkbox"/>		γ	4	Блок2		11				
5	<input type="checkbox"/>		γ	5	Круэ		115				
6	<input type="checkbox"/>		γ	6	Сеть		115				
	<input type="checkbox"/>										

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД...	N_анд	Kт/г	r0	x0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Ген1 - Блок1									
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок1 - Круз	0,82	20,17					0,090		
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Ген2 - Блок2									
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок2 - Круз	0,82	20,17					0,090		
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		Круз - Сеть	7,52	15,96							
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		Круз - Сеть	7,52	15,96							

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2
1			1	ген1	1	0,030	0,470	0,030	0,470	0,100	1,400	11,870				14,552	-86,348	
2			2	ген2	2	0,030	0,470	0,030	0,470	0,100	1,400	11,870				0,136	-88,748	
3			6	сеть	6	7,690	84,500	7,690	84,500	7,690	84,500	115,000				0,709	-82,946	

Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1					14,7515	-86,36

Рисунок 4.4 – Результаты расчета трехфазного КХ на выводах генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1
1	1	5	5	3ф	5					8,0826	-87,23	

Рисунок 4.5 – Результаты расчета трехфазного КЗ на РУ ВН 110 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	5	5	1ф	5					3,9084	-87,17

Рисунок 4.6 – Результаты расчета однофазного КЗ на РУ ВН 110 кВ

Таблица 4.4 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	$I_p$ , кА	$i_y$ , кА
3 ф	1	14,75	40,67632
3 ф	5	8,08	18,37437
1 ф	5	3,91	8,891557

#### 4.6.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного 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:

$$I_{\text{утяж г}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot 2,47 = 2,6 \quad (4.23)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,236 \text{ кА} \quad (4.24)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\text{ВЫД}}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{109,86}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,192 \text{ кА} \quad (4.25)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\text{ВЫД}}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{109,86}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,146 \text{ кА} \quad (4.26)$$

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

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}$$

$$V_{к,норм} \geq V_{к,расч.}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10-УЗ и разъединитель РВР–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5. Выбор генераторного разъединителя РВР-10/4000УЗ представлен в таблице 4.6. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя ВГГ-10-УЗ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сети\ ном}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{г.раб}$	$I_{ном} = 2474 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{по}$	$I_{пр.скв} = 14,75 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 66,95 \text{ кА}$
$i_y$	$i_y = 40,68 \text{ кА}$	$I_y = 161 \text{ кА}$
Вк.расч, кА <sup>2</sup> ·с	$V_{к,ном} = 132,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,ном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору генераторного разъединителя РВР-10/4000УЗ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{сети\ ном}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{г.раб}$	$I_{ном} = 2474 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 4000 \text{ А}$
$i_y$	$I_y = 14,75 \text{ кА}$	$I_y = 125 \text{ кА}$
Вк.расч, кА <sup>2</sup> ·с	$V_{к,ном} = 132,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.7 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	55
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
			$\Sigma = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

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 свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.6.2.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Для генераторного напряжения 10,5 кВ выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-2. Производитель ООО «Завод электротехнического оборудования». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-2 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 2592 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

#### 4.6.2.2 Выбор параметров КРУЭ

Параметры для КРУЭ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору ячеек КРУЭ высшего напряжения

Расчетные данные	Выключатель фирмы ЗАО «ЗЭТО» ЯТЭ-110	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель. $U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ};$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ кА};$
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 236 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 8,08 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 40 \text{ кА}$	

$i_y = 18,37 \text{ кА } 3\Phi$	-	
---------------------------------	---	--

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

#### **4.7 Выбор ограничителей перенапряжений**

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд». Для защиты цепи 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-110УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией.

## 5 Релейная защита и автоматика

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем. Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

В данной работе рассматриваются основные защиты гидрогенератора и трансформатора.

### 5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{45000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2474 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2474 \cdot 1}{2500/5} = 4,95 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения;

$K_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы.

Для схемы самовозбуждения мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{983}{1,2255} \cdot 182 = 146 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принят трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 160 кВА.  
Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТЭ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,80 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НН ТЭ}}^1 = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 \text{ А}$$

Пересчет тока ТВ:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВ}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 182} = 508,16 \text{ А}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ГТ}}} = \frac{508,16}{1000/5} = 2,54 \text{ А} \quad (5.6)$$

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [1] согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ ВГС-650/130-32

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



- На силовом трансформаторе блока ТДН-63000/110
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
  - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-110)
  - Резервная максимальная токовая защита;
  - Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
  - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
  - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
  - Защита от потери охлаждения;
  - Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 110 кВ:

- 1) Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- 2) Резервные защиты:
  - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

### **5.3 Технические данные защищаемого оборудования**

Технические параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, технические данные по силовому трансформатору в таблице 5.2. Технические характеристики трансформатора собственных нужд, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.1 – Технические данные гидрогенератора ВГС-650/130-32

Тип		ВГС-650/130-32
мощность номинальная	полная, МВА	45
	активная, МВт	36
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,80
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		157,8
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, А		1300
ток ротора при номинальной нагрузке, А		983
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,1
	переходное $X'_d$	0,3
	сверхпереходное $X''_d$	0,19
емкость обмотки статора, мкФ		1,1

Таблица 5.2 – Технические данные силового трансформатора ТДН-63000/110

Тип	ТДН-63000/110
мощность номинальная, МВА	63
номинальное высшее напряжение, кВ	110
номинальное низшее напряжение, кВ	10,5
напряжение короткого замыкания, %	10,5
группа соединений	$Y_H/\Delta$

Таблица 5.3 – Технические характеристики трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ – 1600/10,5/0,4
номинальная полная мощность, кВА	1600
номинальное высшее напряжение, кВ	10,5
номинальное низшее напряжение, кВ	0,4
напряжение короткого замыкания, %	8

## 5.4 Описание и расчет уставок защит

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 1300$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 2500/5$  А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1300 = 65 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.8)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1300 = 195$  А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,19} \cdot 1300 = 7731 \text{ А} \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 7731 = 773,12 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.11)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{773,12 \cdot 2}{7731}$$

$$K_{\text{T}} > 0,2$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  – коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.13)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5$ .

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

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 1300 = 7800 \text{ А} \quad (5.14)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

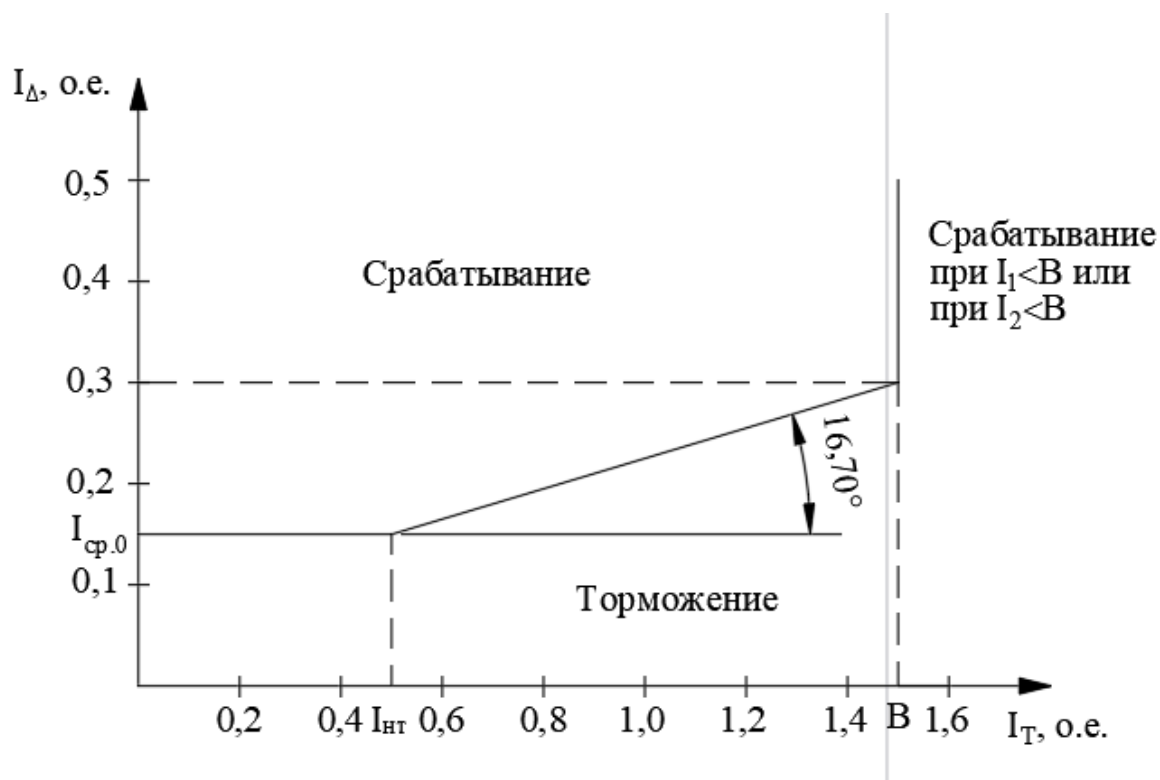


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой

последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

Схема замещения для определения напряжения  $U_{0\text{эл.ст}}$  представлена на рисунке 5.2.

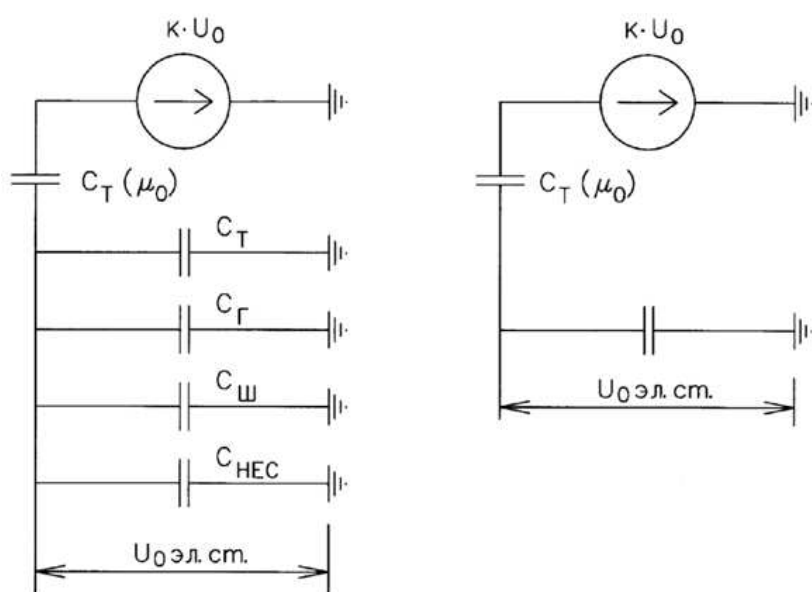


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.15)$$

где  $C_G$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,7 мкФ/фазу;

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,007 мкФ/фазу;

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

$C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного выключателя 10,5 кВ. Принимаем равной 0,25 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.16)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора.  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}}; \quad (5.17)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 21,17 \text{ кВ};$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 21170 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,965} = 109,0 \text{ В}$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma; \quad (5.18)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А}$$

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.19)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 109}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,8,$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 6 В с выдержкой времени 5,0с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.21)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}$$

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

Уставка  $U1 >$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.22)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}$$



Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}}; \quad (5.25)$$

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H}, \quad (5.26)$$

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

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175;$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_H \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,175$ :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.29)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность $t_{CP}$ , с	30,0	83,3	120,0	187,5	333,3	750,0

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

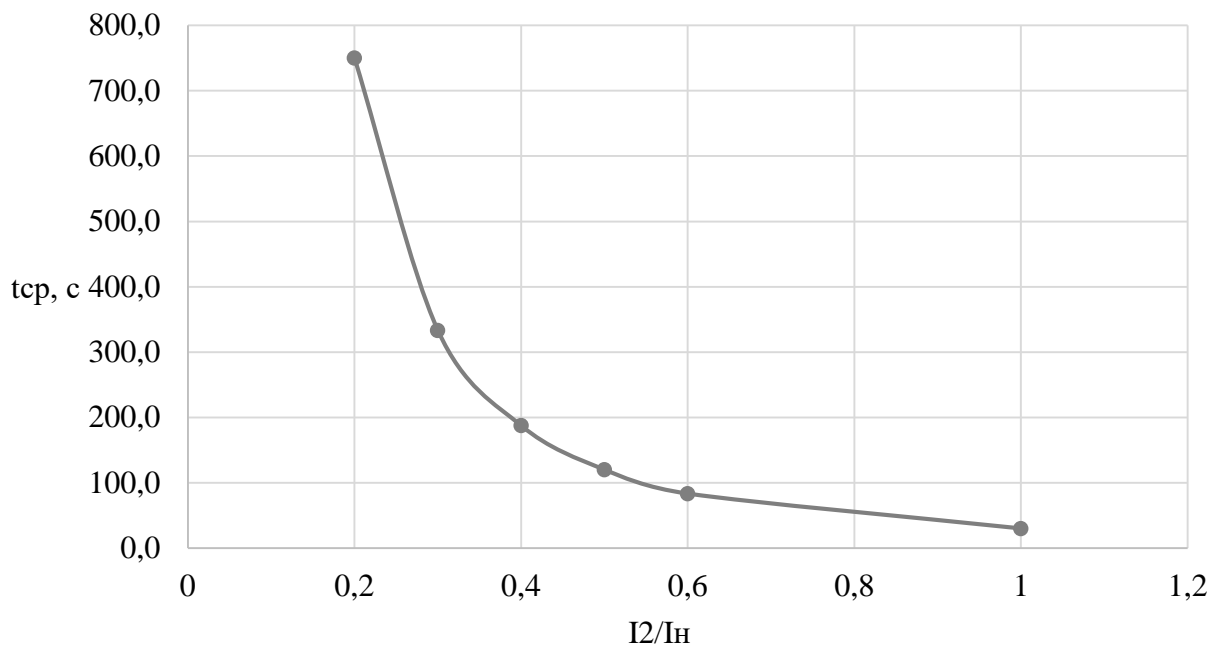


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\min} = 30$  с,  $t_{\max} = 750$  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» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$ с).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2OTC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на 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 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.30)$$

где  $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 16 \cdot \frac{45}{110^2} = 0,059$

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{110}{10,5}\right)^2 = 20,85 - \text{сверхпроводное}$$

сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\text{T}}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{45}{63} = 0,075, \quad (5.31)$$

где  $X_{\text{T}}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (20,85 + 0,059 + 0,075)} = 0,0183 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}; \quad (5.32)$$

$$I_{2С.З.} = 0,0183 \cdot 2 \cdot \frac{110}{10,5} = 0,384$$

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 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - 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

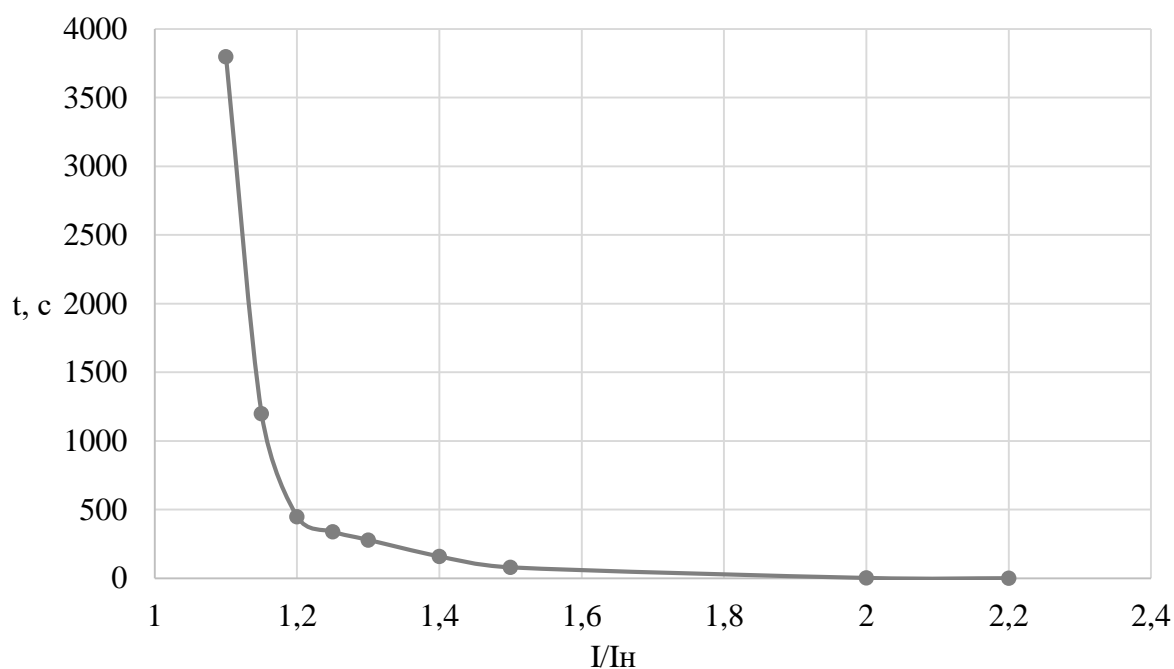


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98}; \quad (5.35)$$

$$I_{1\text{отс}} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.36)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}}; \quad (5.37)$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10,5/0,1} = 66 \text{ В}$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}; \quad (5.38)$$

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.39)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.40)$$

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 представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

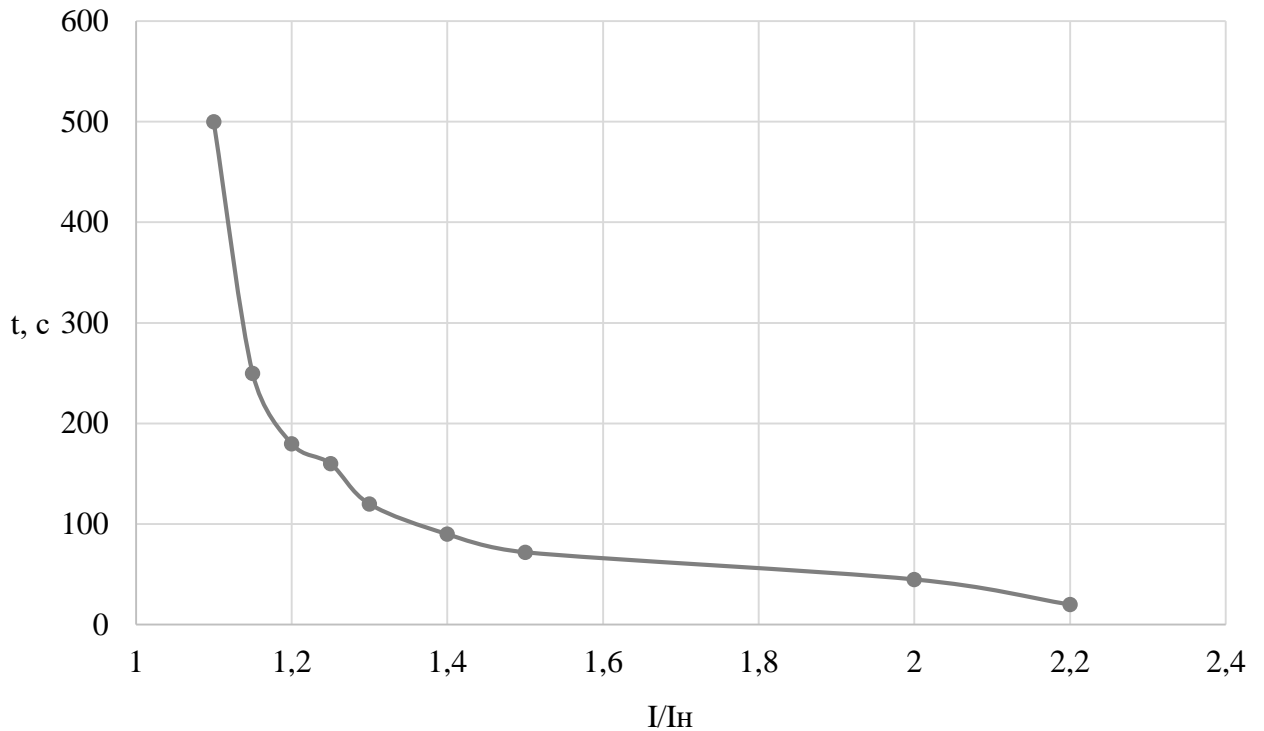


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98}; \quad (5.41)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.42)$$

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Кондомской ГЭС – Лазо:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}, \quad (5.43)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,075 \cdot 110^2}{63} = 14,4 \text{ Ом};$$

$$Z_1 = 0,8 \cdot 14,4 + \frac{0,8}{4} \cdot 16 = 14,72 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{45}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{45}{110^2} \cdot 16 = 0,072$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.44)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{45} = 2,45$

$$Z_1 = 0,072 \cdot 2,45 = 0,176 \text{ Ом}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,176 \cdot \frac{\frac{2500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,838 \text{ Ом}; \quad (5.45)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,84 \text{ Ом}$

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

Принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}, \quad (5.46)$$

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1300} = 4,66 \text{ Ом};$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d}, \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot 1,97 - 0,95}{1,1} = 2,72$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}}; \quad (5.48)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е};$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}}; \quad (5.49)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,31^{\circ}$ .  
Соппротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C ЗИ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}}; \quad (5.50)$$

$$Z_{\text{C ЗИ}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е};$$

$$Z_{\text{C ЗИ}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}}; \quad (5.51)$$

$$Z_{\text{C ЗИ}} = 0,345 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 0,845 \text{ Ом}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{C ЗИ}} = \frac{Z_{\text{C.ЗИ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}}; \quad (5.52)$$

$$Z_{\text{C ЗИ}} = \frac{0,845 \cdot 2500/5}{10500/100} = 4,02 \text{ Ом}$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 4,02 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{CM1}} = 0,143 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{CM2}} = 0,603 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6

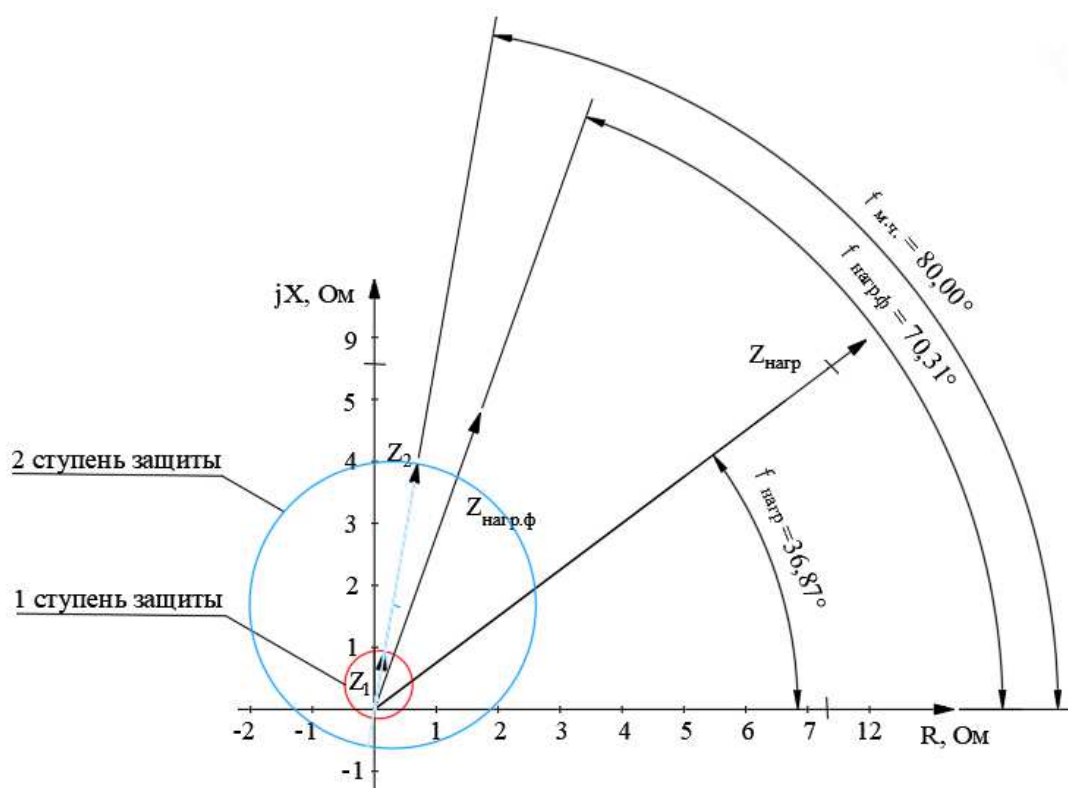


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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.

## 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г.

## 6 Компоновка и состав сооружений гидроузла

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований,  $N_{уст}$ , количества населения в НБ.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 200 человек. Присваивается III класс сооружения.

$N_{уст} = 89 \text{ МВт}$ , что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 87 м, Грунт основания - гранит. На основании этих показателей предусмотрен III класс.

В конечном итоге Кондомский гидроузел будет относиться к III классу сооружений.

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

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

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,5 \text{ м}$ .

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 23 \text{ м/с}$  – расчетная скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,4 \cdot 10^{-6} \quad (6.4)$$

$L = 4600 \text{ м}$  – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2} = \frac{373 - 323}{2} = 25 \text{ м} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,4 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 4600}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0^\circ = 0,02 \text{ м}$$

Для нахождения  $k_i$  найдём безразмерные величины  $\frac{gL}{v^2}$ ,  $\frac{gt}{v}$ :

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 4600}{23^2} = 85;$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9212,$$

где  $t$  – период действия ветра, принимается равным  $6\text{ч} = 21600 \text{ с}$ .

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  для полученных значений  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$ , результаты которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 85$	$\frac{g \cdot t}{v} = 9212$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,75	4
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,022	0,08

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,022$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,75$  и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,022 \cdot v^2}{g} = \frac{0,022 \cdot 23^2}{9,81} = 1,19 \text{ м} \quad (6.6)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,75 \cdot v}{g} = \frac{1,75 \cdot 20}{9,81} = 3,57 \text{ с} \quad (6.7)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,57^2}{2 \cdot 3,14} = 19 \text{ м} \quad (6.8)$$

Проверка на глубоководность:

$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$ ;  $25 \geq 19$  условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 1,19 = 2,5 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где  $k_i = 2,1$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,02 + 2,5 + 0,5 = 2,72 \text{ м} \approx 3,00 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 373 + 3 = 375 \text{ м}$$

Принимаем  $\nabla_{\text{ГБП}} = 375 \text{ м}$ .

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водобросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - \frac{V_{\text{пол+пр}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.10)$$

где  $Q_{\text{max.осн}}$  – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 3% для III класса сооружений;

$n$  – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$  – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 700 - (2 - 1) \cdot 269,2 - \frac{2,6 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 263,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.11)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе;

$q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме;

$h_{\text{нб}}$  – глубина воды в НБ, определяемая по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ , при  $Q_{\text{тах.осн}}$ ;

$v_{\text{доп}}$  – допустимая скорость на рисберме, равная 5 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – гранит.

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 11,7 = 58,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 58,5 = 73,12 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{263,6}{73,12} = 3,57 \text{ м}$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приводя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 2 \cdot 4 = 8 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $n$  – число пролётов;

$b$  – стандартная ширина пролёта, принимается 4 м.

Толщина быка в зависимости от пролета, равна:

$$\delta_{\text{б}} = (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 4 = 0,48 \div 0,64 \text{ м} \quad (6.15)$$

Принимаем разрезной бык с  $\delta_{\text{б}} = 3 \text{ м}$



## 6.2.2 Расчёт аварийного водосброса

По формуле определяют площадь водосбросных отверстий  $\omega_{\text{ВО}}$ , затем назначают их число и размеры водосбросного отверстия.

$$Q = \mu \omega_{\text{ВО}} \sqrt{2gH_{\text{ВО}}} \quad (6.16)$$

$$\omega_{\text{ВО}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{ВО}}}} = \frac{167,18}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,5}} = 6,9 \text{ м}^2, \quad (6.17)$$

где  $Q$  – расход через аварийный водосброс, м<sup>3</sup>/с;  
 $\omega_{\text{ВО}}$  – площадь выходных отверстий, м<sup>2</sup>;  
 $\mu$  – коэффициент расхода, равный 0,8.  
 $H_{\text{ВО}}$  – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{ВО}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 373 - 326,5 = 46,5 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $\nabla \text{ВО}$  – отметка центра выходного водосбросного отверстия, равная:

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{ВО}}}{2} = 325 + \frac{3}{2} = 326,5 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $h_{\text{ВО}} = 3 \text{ м}$  – высота отверстия, принятая предварительно, м;

$\nabla \text{ПО}$  – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{П}} = 323 + 2 = 325 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $h_{\text{П}} = 2 \text{ м}$  – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{ВО}} = \frac{\omega_{\text{ВО}}}{h_{\text{ВО}}} = \frac{6,9}{3} = 2,3 \text{ м} \quad (6.21)$$

Количество донных водосбросов  $n=2$ . Ширина одного донного отверстия водосброса:

$$b_{\text{ВО}} = \frac{b'_{\text{ВО}}}{2} = \frac{2,3}{2} = 1,15 \text{ м} \quad (6.22)$$

Окончательно принимаем  $b_{\text{ВО}} = 2 \text{ м}$

В итоге принимаем два водовыпуска, высота которых 3 м, ширина 2 м соответственно. При этом площадь одного сечения 6 м<sup>2</sup>.

### 6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{263,62}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,13 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.24)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;

$\sigma_H$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,13}{4} = 0,82, \quad (6.25)$$

где  $b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left( \frac{263,62}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,98 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.26)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)} \quad (6.27)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{263,62}{(373 - 323)(8 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,48 \text{ м/с}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 6,98 - \frac{1,1 \cdot 0,48^2}{2 \cdot 9,81} = 6,96 \text{ м}$$

Стандартное значение  $H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}$ .

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 373 - 9 = 364 \text{ м} \quad (6.28)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 364 + 1,6 \cdot 9 = 378,4 \text{ м} \quad (6.29)$$

Принимаем  $\nabla\text{ГБ} = 379 \text{ м}$ .

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из:  $\nabla\text{ГБП} = 375 \text{ м}$ ,  $\nabla\text{ГБ} = 379 \text{ м}$ .

За отметку плотины принимаем:  $\nabla\text{ГБ} = 379 \text{ м}$ .

#### 6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max.пов}} - Q_{\text{га}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.30)$$

где  $Q_{\text{max.пов}}$  – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,5% для III класса сооружений;

$n$  – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$  – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{р.пов}} = 800,00 - 269,2 - \frac{2,6 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 363,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{363,6}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,6 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления;

$\sigma_H$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,6}{4} = 0,78, \quad (6.33)$$

где  $b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$H_{02} = \left( \frac{363,62}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,95 \text{ м}$$

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

$$H_{пов} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.34)$$

$$\text{где } v_{0пов} = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)} \quad (6.35)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_{\text{пов}} = \frac{363,62}{(373 - 323)(8 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,66 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов}} = 8,95 - \frac{1,1 \cdot 0,66^2}{2 \cdot 9,81} = 8,93 \text{ м}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 366 + 8,93 = 374,93 \text{ м} \quad (6.36)$$

Принимаем отметку  $\nabla\text{ФПУ} = 375 \text{ м}$ .

### 6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер - Офицеру

Очертание оголовка строится по координатам Кригера - Офицерова, где координаты, представленные в таблице 6.2 перемножаются на  $H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}$ .

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	1,134
2	0,1	0,036	0,9	0,324
3	0,2	0,007	1,8	0,063
4	0,3	0	2,7	0
5	0,4	0,006	3,6	0,054
6	0,5	0,027	4,5	0,243
7	0,6	0,06	5,4	0,54
8	0,7	0,1	6,3	0,9
9	0,8	0,146	7,2	1,314
10	0,9	0,198	8,1	1,782
11	1	0,256	9	2,304
12	1,1	0,321	9,9	2,889
13	1,2	0,394	10,8	3,546
14	1,3	0,475	11,7	4,275
15	1,4	0,564	12,6	5,076

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

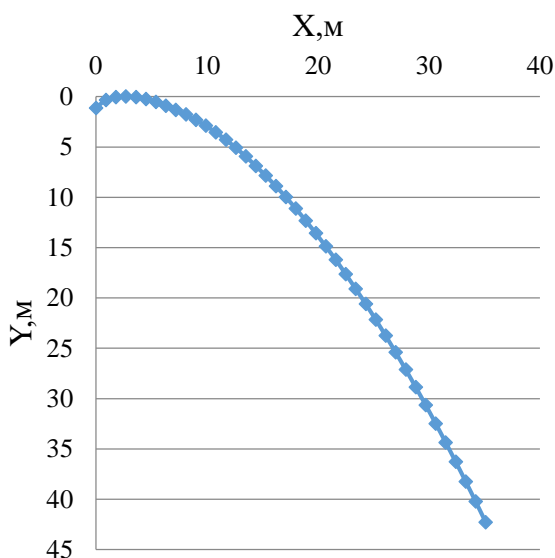


Рисунок 6.1 –Оголовок водосливной плотины

### 6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n - 1)\delta_B)^2 g}}, \quad (6.37)$$

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

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 263,62^2}{(8 + (2 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4 \text{ м}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{24,33}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (373 - 323 - 0)}} = 0,85 \quad (6.38)$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч}}{B} = \frac{263,62}{(8 + (2 - 1) \cdot 3)} = 24 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.39)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} =$$

$$= \frac{24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (373 - 323 - 0,85)}} = 0,86 \quad (6.40)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,86}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4}{0,86} \right)^3} - 1 \right) =$$

$$= 11,83 \text{ м} \quad (6.41)$$

Определим тип прыжка:

Так как  $h''_c = 11,83 \text{ м} > h_{НБ} = 11,7 \text{ м}$ , то имеем отогнанный прыжок.  
 где  $h_{НБ}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{max.осн}$   
 Так как прыжок отогнанный, требуется установка дополнительных гасителей энергии. В качестве гасителя энергии принимаем водобойную стенку.

### 6.2.7 Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки  $h_{ст}$  проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки  $h_{ст}$  по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 11,83 - 4,77 = 8,25 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где  $H_{ст}$  – напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left( \frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)} = \left( \frac{24}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 24^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 11,83} =$$

$$= 4,77 \text{ м} \quad (6.43)$$

После определения высоты стенки  $h_{ст}$  проверяем условие сопряжения за стенкой по методике, изложенной в пункте 4, принимая

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 8,25 + 4,77 = 13,02 \text{ м} \quad (6.44)$$

Первая сопряженная глубина:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,02 - 0)}} = 1,67 \quad (6.45)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{24}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,02 - 1,67)}} = 1,78 \quad (6.46)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,78}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{4}{1,78} \right)^3} - 1 \right) = 7,65 \text{ м} \quad (6.47)$$

Определим тип прыжка:

Так как  $h''_c = 7,65 \text{ м} < h_{НБ} = 11,7 \text{ м}$ , то имеем затопленный прыжок.

### 6.2.8 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.2.

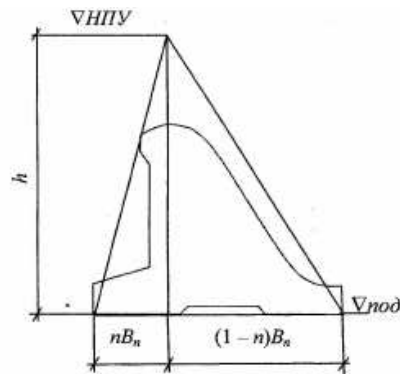


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины



Способ 1.

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

$$B_n^I = \frac{h_{пл}}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.48)$$

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

$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельная плотность воды;

$\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$  – удельная плотность бетона.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h_{пл} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 373 - 321 = 52 \text{ м}. \quad (6.49)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{пл}}{tg\varphi \left( \frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.50)$$

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

$tg\varphi = 0,75$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для гранита

Задаваясь различными значениями  $n$ , представленными в таблице 6.3, несколько раз, по двум формулам определяется  $B_{пл}$  и строим графики зависимости  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ , представленные на рисунке 6.3. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.3 – Определение ширины подошвы плотины.

$n$	$B_{п}^I, \text{ м}$	$B_{п}^{II}, \text{ м}$
0,1	28,11	39,87
0,2	29,21	39,62
0,3	30,77	37,82
0,4	32,91	36,17
0,5	35,86	34,67
0,6	40,00	33,28
0,7	46,02	32,00
0,8	55,32	30,81
0,9	71,23	29,71
1	104,00	28,69
0,1	28,11	39,87

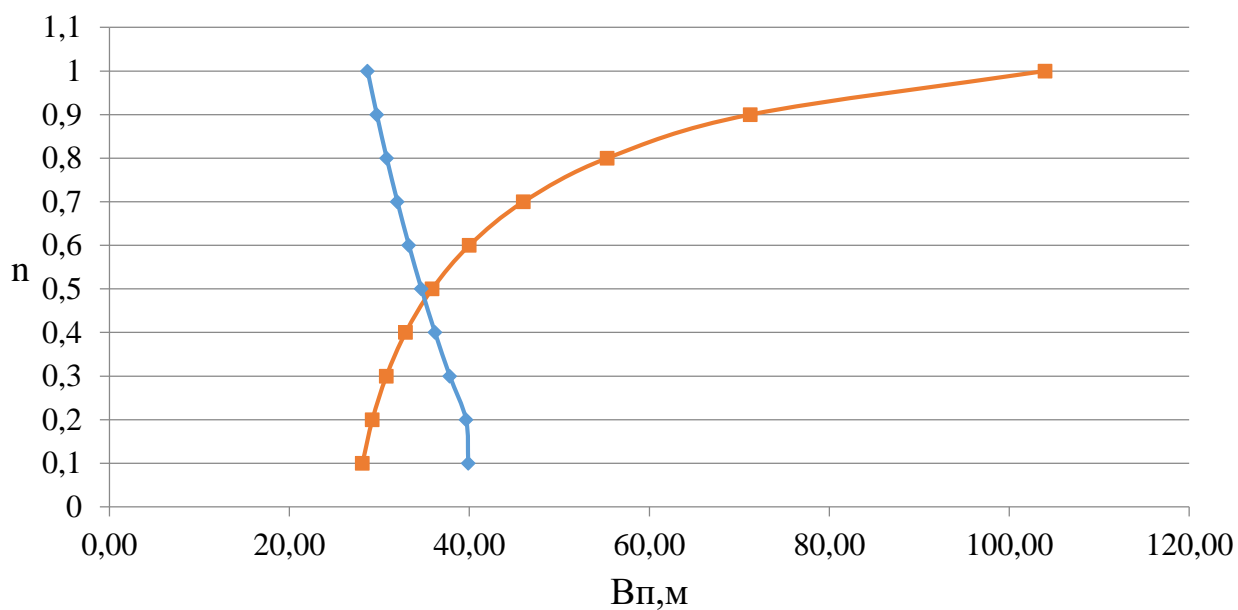


Рисунок 6.3 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке  $n = 0,475$ , следовательно ширина подошвы плотины равна  $B_{п} = 35$  м.

Способ 2.

$$\begin{aligned}
 B_{п} &= (\text{НПУ} - \text{ПОД}) \cdot (0,67 \div 0,7) = 52 \cdot (0,67 \div 0,7) \\
 &= 34,8 \div 36,4\text{ м}
 \end{aligned}
 \tag{6.51}$$

Окончательная ширина подошвы 35 метров.

### **6.2.9 Разрезка бетонных плотин швами**

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами. Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$B_{\text{с}} = b + \delta_{\text{Б}} = 4 + 3 = 7 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;  
 $\delta_{\text{Б}}$  – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

### **6.2.10 Быки**

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов.

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Толщина быка рассчитана на странице 3.1.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7x0,7 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5x0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

### **6.2.11 Устои**

На Кондомской ГЭС предусмотрены 3 разделительных устоя. Между станционной и водосливной плотиной, между водосливной плотиной и секцией с донными водосбросами. Также между секцией с донными водосбросами и глухой левобережной плотиной.

### **6.2.12 Галереи и дренаж в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14 м (отметки представлены на чертеже). Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения откачки воды в нижний бьеф. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и

строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.53)$$

$$a_{др} \geq \frac{50 \cdot 1,15}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,3 \text{ м}$$

где  $a_{др}$  – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$  – напор над расчетным сечением,

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора для бетонной плотины ( $J_{cr.m} = 25$ )

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 373 - 323 = 50 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,7 м.

### 6.2.13 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 1 м, проезжую часть шириной – 4 м и место под кран – 9 м. Общая ширина сооружения по гребню 14 м.

### 6.2.14 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{п} = (0,10 \div 0,25) \cdot 35 = 3,5 \div 8,75 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $B_{п}$  - ширина подошвы плотины,

Принимаем  $l_3 = 4,2$  м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (373 - 321) = 31,2 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где  $H_d$  – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.57)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на цементационной завесе,

$J_{cr.m}$  – критический градиент напора для бетонной плотины ( $J_{cr.m} = 15$ );

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d; \quad (6.58)$$

$$\Delta H = 52 - 0,4 \cdot 52 = 31,2 \text{ м}$$

$$\delta_3 \geq \frac{31,2 \cdot 1,15}{15}$$

$$\delta_3 \geq 2,4 \text{ м}, \quad \text{принимаем } 5 \text{ м}$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 31,2 = 18,72 \text{ м} \quad (6.59)$$

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

### 6.2.15 Водобой и рисберма

Водобой устраивается в виде железобетонной плиты и служит для гашения энергии потока, проходящего через водослив

Толщина водобоя определяется расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига по формуле Домбровского:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 28,24 \cdot \sqrt{0,85} = 3,9 \text{ м} \quad (6.60)$$

Скорость потока до водобойной стенки:

$$v_c = \frac{q_b}{h'_c} = \frac{24}{0,85} = 28,24 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.61)$$

Принимаем толщину водобойной плиты 4 м, и укрепляем анкерами.  
Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей:

$$l_b = 0,8 \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.62)$$

где  $l_{\text{пр}}$  – длина гидравлического прыжка.

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c), \quad (6.63)$$

Тогда длина водобоя до первой водобойной стенки:

$$l_b = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,83 - 0,85) = 43,25 \text{ м}$$

Принимаем длину равную 44 м.

Рисберма на скальном основании представляет собой закрепленную в основании бетонную плиту. Основным предназначением является успокоение части энергии, которая не погасилась на водобое и стенке

Длина рисбермы  $l_p=10$  м. Плита имеет дренажные отверстия диаметром 0,25 м на расстоянии 1 м друг от друга.

Толщину рисбермы принимаем равной 1,5 м, закрепляем плиты рисбермы в скальное основание анкерами.

### 6.3 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ВНПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе. Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

#### 6.3.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 1084 \text{ м}^2$ ,  $S_6 = 1260 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1084 \cdot 4 \cdot 24}{4 + 3} = 14866 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где  $b$  – ширина пролета;  
 $\gamma_6$  – удельный вес бетона;  
 $\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1260 \cdot 3 \cdot 24}{4 + 3} = 12960 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 46^{1,5} \cdot 9,81 = 168 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где  $f$  – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (375 - 364 + 0,5) \cdot 4 = 46 \text{ м}^2 \quad (6.67)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{168}{4 + 3} = 24 \text{ кН} \quad (6.68)$$

### 6.3.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{\text{ВВ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 52^2}{2} = 13520 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где  $H_{\text{В}}$  – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 373 - 323 = 52 \text{ м} \quad (6.70)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 5,9^2}{2} = 174,05 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где  $H_{\text{Н}}$  – определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 326,9 - 321 = 5,9 \text{ м} \quad (6.72)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{эп}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{w}} = 15,68 \cdot 10 = 156,8 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{H}} = 15,68 \text{ м}^2$ —площадь поперечного сечения тела давления.

### 6.3.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{H}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{B}} = 5,9 \cdot 35 \cdot 10 = 2065 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где  $H_{\text{H}}$  — определяется по формуле;  
 $B_{\text{под}}$  — ширина подошвы, определена в пункте.

### 6.3.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 360 - 326,9 = 46,1 \text{ м} \quad (6.75)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 46,1 = 18,44 \text{ м}; \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 46,1 = 9,22 \text{ м}; \quad (6.77)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{B}} = 333 \cdot 10 = 3330 \text{ кН} \quad (6.78)$$

### 6.3.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{H}} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{H}}}{2} \right), \quad (6.79)$$

где  $\gamma_{\text{H}}$  — удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{H}}$  — толщина слоя наносов,  $h_{\text{H}} = 2 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{H}}$  — угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_{\text{H}} = 20$ ;

$$p_{\text{H}} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2 \quad (6.80)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.



$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН} \quad (6.81)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.82)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -105 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{гр}$ , где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.83)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 18,05 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -96 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_{гр}$  вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 28 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 18,05 \text{ кН/м}^3, \quad (6.84)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта, для гранита  $n = 0,005$ ;  
 $c$  – сцепление грунта, равное 110 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-105 - 96}{2} = -101 \text{ кН} \quad (6.85)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.86)$$

$$p_{гр} = 18,05 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{37}{2} \right) + 2 \cdot 110 \cdot tg \left( 45 + \frac{37}{2} \right) = 586 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{586 \cdot 2}{2} = 586 \text{ кН} \quad (6.87)$$

### 6.3.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.88)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,5 \cdot \left( \frac{19}{\pi} + \frac{1,03}{2} \right) = 82,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 2,5$  м;  
 $\bar{\lambda}_{\text{д}}$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_{\text{д}} = 19$  м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{д}}} = \frac{\pi \cdot 2,5^2}{19} = 1,03 \text{ м} \quad (6.89)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_{\text{д}}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{19}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,5 = 2,09 \text{ м} \quad (6.90)$$

## 6.4 Оценка прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	13520	13520	17,3	233896,0
$T_{НБ}$	1	←	174,05	174	1,97	342,9
$G_{пл}$	0,95	↓	14866	14123	-5,9	-83325,5
$G_б$	0,95	↓	12960	12312	-7,1	-87415,2
$W_{вз}$	1	↑	2065	2065	0	0,0
$W_ф$	1	↑	3330	3330	8,28	27572,4
$W_{пригр}$	1	↓	156,8	157	15,25	2391,2
$E_n$	1,2	→	9,8	12	2,67	31,4
$E_{пас}$	0,8	←	586	469	-0,67	-314,1
$W_{волн}$	1	→	82,06	82	46,2	3791,1
$q_з$	0,9	↓	24	22	-14,5	-313,8

$$\sum M = 96656 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_б + W_{пригр} + q_з - W_{вз} - W_ф \quad (6.91)$$

$$\sum N = 14123 + 12312 + 157 + 22 - 2065 - 3330 = 21218 \text{ кН}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \sum M}{B_{п}^2} = -\frac{21218}{35} + \frac{6 \cdot 96656}{35^2} = -132,8 \text{ кПа}, \quad (6.92)$$

где  $\sum M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{п}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -132,8 \cdot 0^2 - 10 \cdot 52 \cdot (1 - 0^2) = -520 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u$  – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;

$\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 52 - 132,8) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (6.94)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -132,8 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 52 \cdot 0^2 = -132,8 \text{ кПа} \quad (6.95)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 52 = -520 \text{ кПа} \quad (6.96)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{21218}{35} - \frac{6 \cdot 96656}{35^2} = -1080 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -1080 \cdot 0,6^2 - 10 \cdot 5,9 \cdot (1 - 0,6^2) = -426,5 \text{ кПа}, \quad (6.98)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;  
 $H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.  
 Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5,9 + (-1080)) \cdot 0,6 = 612,4 \text{ кПа} \quad (6.99)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1080 \cdot (1 + 0,6^2) + 10 \cdot 5,9 \cdot 0,6^2 = -1447 \text{ кПа} \quad (6.100)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,9 = -59 \text{ кПа} \quad (6.101)$$

Краевые напряжения, действующие на плотину представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-132,8	-1080
$\sigma_x$	-520	-426,4
$\tau_{xy}$	0	612,4
$\sigma_1$	-132,8	-59
$\sigma_3$	-520	-1447

## 6.5 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.102)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,15 \cdot 0,9 \cdot 1447}{1} = 1498 \text{ кН/м}^2 \quad (6.103)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1498 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением грунта на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ , который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

В данной работе  $\sigma_y^u = -132,8 \text{ кПа}$ , следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.104)$$

$$|-132,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 52$$

т.е.  $132,8 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2$ .

Условие выполняется.

## 6.6 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.105)$$

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

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

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

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_{ф} + q_3 + W_{пригр}) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п} = \\ &= (12312 + 14123 - 2065 - 3330 + 22 + 157) \cdot 0,75 + 469 \cdot 0,7 + 11 \\ &\cdot 35 = 20092 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.106)$$

где  $tg\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;

$c$  – сцепление для грунта,  $110 \text{ кН/м}^2$ ;

$B_{п}$  – ширина подошвы плотины 35м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_{н} = 13520 - 174 + 82 + 12 = \\ &= 13440 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.107)$$

$$\frac{20092 \cdot 0,95}{13440 \cdot 1} \geq 1,15$$

$1,42 > 1,15$ , поэтому условие выполняется.

Нагрузки представлены в приложении Д.

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

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Ответственность за безопасность лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для обеспечения контроля основных и вспомогательных сооружений Кондомской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав персонала должно быть введено подразделение такое как служба мониторинга, задачей которого является измерение с помощью контрольно-измерительной аппаратуры, контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Собственник гидротехнического сооружения должен разработать декларацию безопасности, в которой он должен обосновать безопасность проектируемой гидроэлектростанции, привести соответствие действующих норм и правил, критерии безопасности, определить характер и масштаб возможных аварийных ситуаций, а также дать рекомендации по ликвидации явлений, подвергающих безопасность эксплуатации.

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности**

Основная задача по обеспечению безопасности условий труда на Кондомской гидроэлектростанции является создание подразделения по охране труда и технике безопасности, а также назначение ответственного лица.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организовывает работы по охране труда;
- организовывает и координирует природоохранную деятельность.
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;

На предприятии для всех служб должны быть разработаны должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны руководствоваться должностными инструкциями при исполнении своих служебных обязанностей.

На Кондомской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, в котором работники должны обучаться и проходить инструктажи для дальнейших выполнений служебных обязанностей.

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

При эксплуатации электроустановок гидроэлектростанции персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны знать правила охраны труда, правила работы в электроустановках, а также выполнять требования норм законодательства.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний на определенный срок, по истечению которого работник обязан подтвердить свои знания.

Основное и вспомогательное оборудование Кондомской ГЭС должно быть укомплектовано испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также в определенных местах должны быть средства оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, в порядке текущей эксплуатации;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;
- надзор во время работы, личный или с помощью средств аудио и видео фиксации;
- допуск к работе;

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Гидроэлектростанции должны быть оснащены системой пожаротушения, которая направлена на предотвращение воздействия опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;



– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

– установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;

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

Руководители подразделений на станции должны обеспечить своих подчиненных необходимой литературой, инструкциями для изучения пожарной безопасности. После провести проверку знаний, все это проводится для соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность.

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Кондомской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

– специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;

– во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;

– во всех необходимых местах установлены огнетушители.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Они образуют облако над трансформатором, не давая пламени перескочить на другое оборудование. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Кондомской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

## **8 Охрана окружающей среды**

Характерными загрязняющими веществами реки Кондома являются: нефтепродукты, фенолы, железо общее, соединения азота, органические соединения, тяжелые металлы в реке Кондома в течение зимы в створе ниже Новокузнецка зарегистрировано 8 случаев теплового загрязнения.

Растительность весьма многообразна. На горных вершинах встречаются растения тундры и альпийских лугов, среднегорье и низкогорье поросло «черню» — пихтово-осиновыми лесами с высокотравьем и реликтовыми растениями. Предгорья и межгорные котловины заняты растительностью степей и лесостепей.

Из крупных животных обитают лось и марал, косуля сибирская и северный олень, последний встречается только в горах Кузнецкого Алатау. Из хищных наиболее характерны бурый медведь, рысь, россомаха. Промысловое значение имеют белка, ондатра, из птиц — глухарь, рябчик, тетерев. Среди животных также имеется заяц-беляк.

Рыбные запасы до сравнительно недавнего времени были значительны. В ее холодных прозрачных водах находили прекрасные условия для размножения муксун, заходивший из Оби большими стадами, нельма, пелядь, таймень, ускуч, хариус. Сейчас в Кемеровской области рыбный промысел практически не ведется. Сказываются загрязнение рек промышленными стоками. Осетр, стерлядь, нельма, хариус стали редкостью. В последнее время в Кемеровской области получило развитие прудовое хозяйство.

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

При строительстве Кондомского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;

- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Кондомского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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

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

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

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

## **8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

Организационные:

1. Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
2. Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
3. Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
4. Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
5. Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
6. Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
7. Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
8. Организация и проведение производственного экологического контроля

Санитарно-технические:

1. Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
2. Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
3. Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
4. Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
5. Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
6. Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
7. Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
8. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
9. Организация стоянок автотранспорта в оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### **8.3 Отходы, образующиеся при строительстве**

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{S_{\text{б}} \cdot B_{\text{в}} \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1209 \cdot 206 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 11207\text{т}, \quad (8.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, 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>)

$S_{\text{б}}$  – площадь быка, м<sup>2</sup> ( $S_{\text{б}} = 1209$  м<sup>2</sup>)

$B_{\text{в}}$  - ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта и быков, м ( $B_{\text{в}} = 206$ м)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{S_{\text{б}} \cdot B_{\text{в}} \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1209 \cdot 206 \cdot 1,0 \cdot 0,2}{100\%} \cdot 2,0 = 2241\text{т}, \quad (8.2)$$

где  $N$ - количество арматуры (20% от объема бетона), м<sup>3</sup>

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$S_{\text{б}}$  – площадь быка, м<sup>2</sup> ( $S_{\text{б}} = 1209$  м<sup>2</sup>)

$B_{\text{в}}$  - ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта и быков, м ( $B_{\text{в}} = 206$ м)

Таким образом, в результате строительства будет образовано 11207 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2241 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **8.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации**

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.

## 9 Технико-экономическое обоснование

### 9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	89	89	89	89	89
Число часов использования установленной мощности	Часы	5427	5427	5427	5427	5427
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	768960	768960	768960	768960	768960
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7689,6	7689,6	7689,6	7689,6	7689,6
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	761270,4	761270,4	761270,4	761270,4	761270,4
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	16236	16656	17076	17496	17916
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	12360	12680	12999	13319	13639
НДС к выручке	млн.руб	2060	2113	2167	2220	2273

Как можно заметить, проектируемый гидроузел имеет довольно небольшое число часов использования, что отрицательно влияет на годовую выработку. Так же можно проследить уверенный рост выручки, при неизменном объеме реализации. Что не может не придать уверенности в необходимости данного проекта.



## 9.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае текущие включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 9.2

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	22,7
Прочие	274,0	24,4
Итого по ГЭС	529,2	47,1

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 16	0,09
От 17 до 26	0,14
Свыше 26	0,2

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 9.4. Краевые напряжения, действующие на плотину представлены в таблице 9.5

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	12,05
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	0,1
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,03
Итого		12,18

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб	60,98	64,09	66,3	66,3	56,84
Расходы на страхование, млн.руб	18	21,4	23,1	23,05	22,22
Эксплуатационные затраты, млн.руб	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	6,7	8,0	8,7	8,6	8,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
Налог на воду, млн.руб	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Итого, млн.руб	149,7	157,5	162	162	151,3

Повышение затрат по гидроузлу в исследуемый период можно объяснить увеличением расходов на страхование, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал). Структура текущих затрат по гидроузлу представлена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Нельзя не отметить, что большая часть текущих затрат приходится на эксплуатационные отчисления, это объясняет факт запуска производства электроэнергии, а значит сопутствующие пусковые работы, настройки, наладки и прочее. В дальнейшем картина поменяется, и большую долю затрат будет занимать амортизация, что характерно для капиталоемкого производства.

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Кондомской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. Налоговые расходы представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб	148,6	151,6	156,8	164,3	171,1
НДС, млн.руб	177,3	75,5	186	191,1	195,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Налог на имущество, млн.руб	32,5	36,1	41,5	40,0	38,6
Итого, млн.руб	364,2	269	390,1	401,2	411,2

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

## 9.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью. Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто), млн.руб	888,3	911,3	934,3	957,3	980,3
Текущие расходы, млн.руб	149,7	157,5	162,1	162	151,3
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб	738,6	763,8	772,2	767,9	765,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб	29,9	31,5	32,4	32,4	30,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб	708,7	756	743	726	771
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Для большей наглядности представим график чистой прибыли с начала строительства (Рисунок 9.2). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2029-2030 г) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

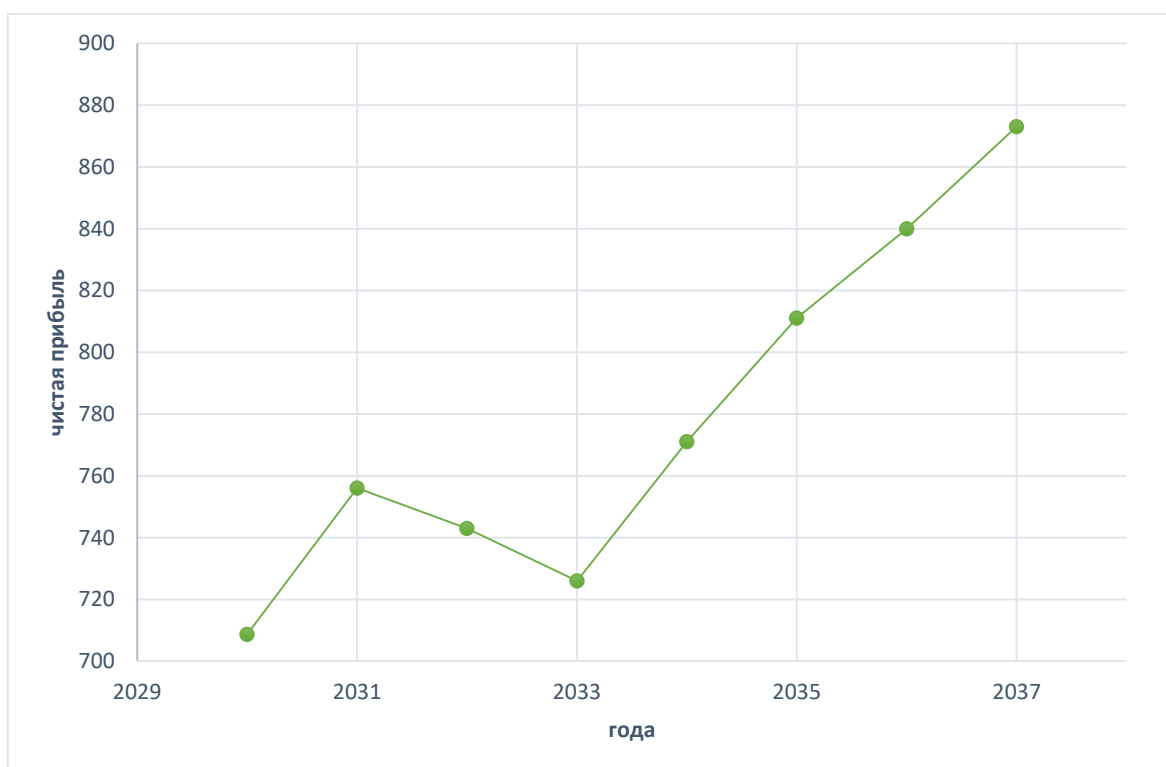


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой

прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощность согласно сценарным условиям РусГидро.

## **9.5 Оценка инвестиционного проекта**

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### **9.5.1 Методология и исходные данные**

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP)

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

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

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

с) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования Кондомской ГЭС составляет 30 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

## 9.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта Кондомской ГЭС

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	8,0
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	76
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	4 781
Индекс прибыльности – PI, руб	3,67
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	25,87
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/кВт	45600

## 9.6 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции

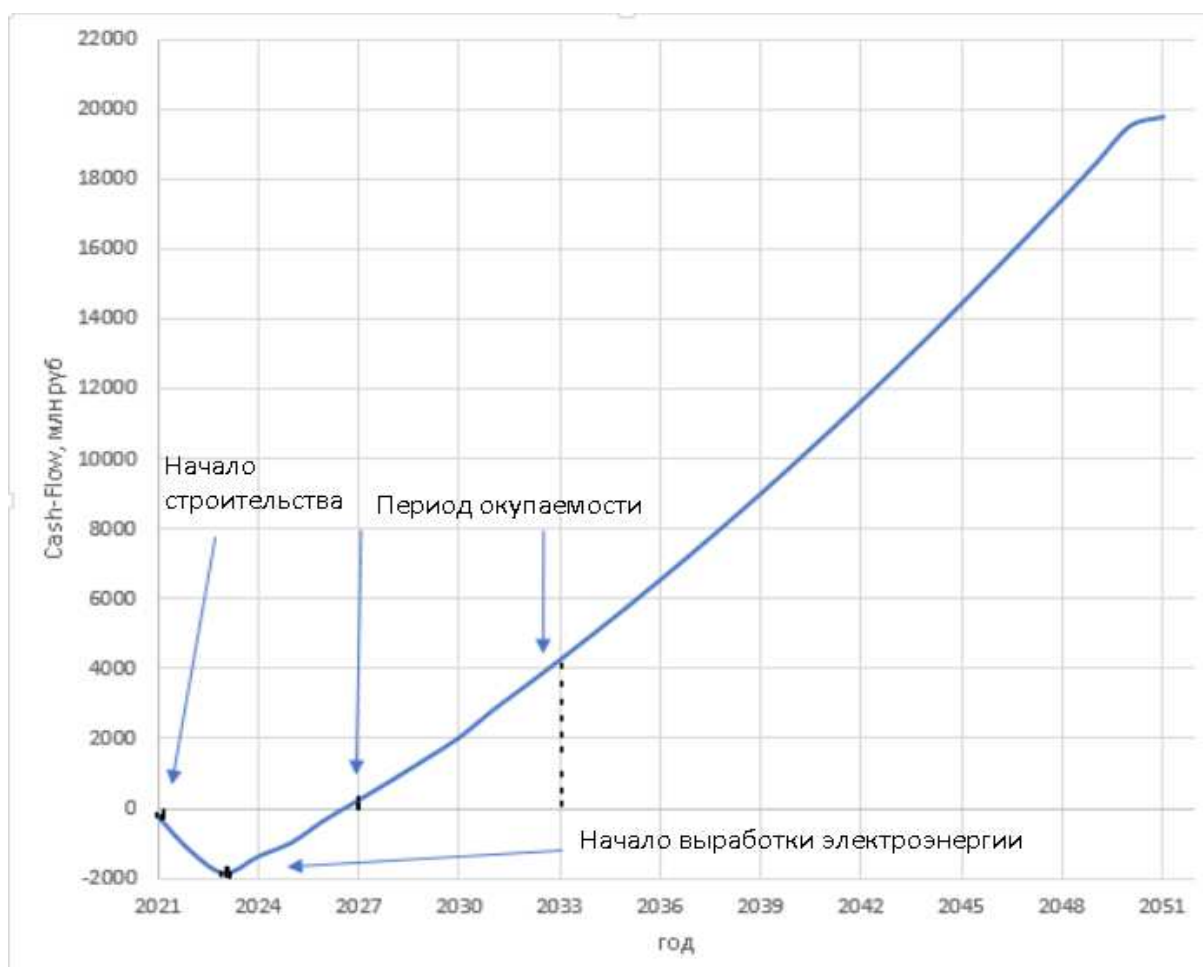


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 7 лет. Как видно первая часть графика в начальный период находится в отрицательной стороне, что является особенностью ГЭС средней мощности, а именно к высоким удельным капиталовложениям. Как видно по графику через 5 лет проект полностью покрывает затраты на его строительство.

## 10 Системы стационарного виброконтроля

В настоящее время большинство электростанций оснащено стационарными системами виброконтроля. Не являются исключением и гидроэлектростанции. Надежность эксплуатации гидроагрегатов гидроэлектрических станций определяется рядом факторов. Одним из таких факторов является характер и величина вибрации агрегата в целом и отдельных его узлов. Вибрация характеризует состояние агрегата после его пуска в эксплуатацию. По характеру и величине вибрации могут быть выявлены некоторые неисправности в агрегате, а также предаварийное его состояние. Вибрация агрегата часто вызывает вибрацию другого оборудования, находящегося в здании ГЭС, щитов управления с защитной аппаратурой и пр., а также отдельных элементов самого здания. Гидроагрегаты в отличие от многих других машин могут быть проверены лишь на месте установки в собранном виде, в связи с чем все динамические свойства агрегата выявляются только после его пуска. Знания результатов действия динамических сил на те или иные отдельные узлы агрегата и ГЭС способствуют также разработке и уточнению методики инженерных расчетов прочности и вибрационной устойчивости гидроагрегатов.

Стационарная система вибрационного контроля - установленный комплекс средств автоматизации, осуществляющий получение измерительной информации о вибрационном состоянии, ее преобразование, обработку, регистрацию, архивирование и представление в требуемом виде для контроля вибрационного состояния и диагностирования с участием персонала.

Стационарные системы вибрационного контроля обеспечивают защиту гидроагрегатов от работы в недопустимых режимах и поэтому в случае превышения допустимых значений вибрации или биения вала осуществляется автоматическая разгрузка, отключение от сети, останов гидроагрегата и сброс аварийно-ремонтного затвора верхнего бьефа.

### 10.1 Назначение

Основной задачей, решаемой ССВК ГА является непрерывный контроль измеряемых параметров и сравнение их величин с пороговыми значениями. Интеграция с верхним уровнем АСУ ТП позволяет получить все данные по режимам и параметрам работы оборудования, что позволяет осуществлять мониторинг контролируемых параметров, и тем самым выявить отклонение контролируемых параметров от оптимальных значений. ССВК обеспечивает:

- сбор информации с вибродатчиков;
- контроль вибрационного состояния гидроагрегата с формированием предупредительных и аварийных сигналов в систему сигнализации;
- передачу обработанных данных вибрационного состояния гидроагрегата в АСУ ТП;
- выдачу команды на останов гидроагрегата и сброс аварийно-ремонтного затвора верхнего бьефа гидроагрегата в случаях превышения уровней вибрации и/или биения вала выше допустимых значений;



- выдачу сигналов о состоянии самой ССВК в систему сигнализации;
- отображение и архивирование вибрационных сигналов.

## 10.2 Состав ССВК

Система стационарного виброконтроля выполняет непрерывное измерение вибраций и защиту агрегата. В общем случае стационарная система состоит из:

- первичных датчиков вибрации (акселерометров, токовихревых датчиков);
- контроллера либо специального нормирующего преобразователя, выполняющего нормализацию сигналов датчиков, измерение уровня вибрации, сравнение измеренного уровня вибрации с уставками и выдачу блокировочного сигнала в САУ агрегата.

Рассмотрим для примера систему стационарного виброконтроля СШГЭС. Основным устройством, осуществляющим контроль вибрационного состояния и виброзащиту гидроагрегата, является система VN 3500 производства фирмы Bently Nevada (США). Система мониторинга VN-3500 имеет модульную структуру и состоит из модулей, устанавливаемых в шасси. На определенных позициях в шасси должны быть установлены источники питания и интерфейсный модуль. В шасси имеются 14 дополнительных позиций для использования любой комбинации модулей.

Кроме того в состав ССВК входят пьезорезистивные акселерометры ИВП 05 и вихретоковые датчики Bently Nevada 330703.

Преобразователь виброперемещений ИВП делает возможным измерение низкочастотных абсолютных виброперемещений посредством двойного интегрирования виброускорений, измеряемых с использованием пьезорезистивного акселерометра.

Конструкция пьезорезистивного акселерометра представлена на рисунке 10.1. Основана на использовании тонких пленок пьезоматериала, нанесенных на диэлектрическое покрытие консоли измерительной ячейки, соединяющей массивное кремниевое основание датчика и инертную массу из того же материала, свободно подвешенную на конце этой консоли. Приложение ускорения приводит к колебаниям инертной массы и, соответственно.

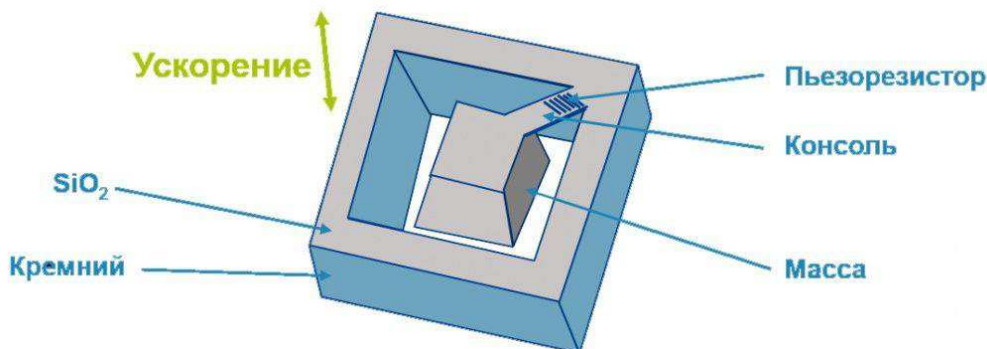


Рисунок 10.1 - Пьезорезистивная технология

Изгибаясь, консоль деформирует пьезорезистивные полоски, что приводит к изменению их сопротивления, пропорциональному изгибу, а, следовательно, и ускорению. Таким образом, чувствительный элемент представляет собой мостовую схему в плечах которой находятся изменяемые сопротивления.

Вихревые датчиковые системы предназначены для бесконтактного измерения вибрации перемещения и частоты вращения электропроводящих объектов. Они применяются для диагностики состояния промышленных турбин, компрессоров, электродвигателей. Наиболее часто объектом контроля является осевое смещение и радиальная вибрация вала ротора относительно корпуса.

Вихревая датчиковая система представлена на рисунке 10.2. Состоит из бесконтактного вихревого пробника, удлинительного кабеля и драйвера.



Рисунок 10.2 - Вихревая датчиковая система

Вихревой пробник представляет собой металлический зонд с диэлектрическим наконечником на одном конце и небольшим отрезком коаксиального кабеля на другом. С помощью коаксиального удлинительного кабеля пробник подключается к драйверу. Драйвер представляет собой электронный блок, который вырабатывает сигнал возбуждения пробника и осуществляет выделение информативного параметра.

Выходным сигналом драйвера является, электрический сигнал пропорциональный расстоянию от торца вихревого пробника до контролируемого объекта.

В торце диэлектрического наконечника вихревого пробника находится катушка индуктивности. Драйвер обеспечивает возбуждение высокочастотных колебаний в катушке, в результате чего возникает электромагнитное поле, которое взаимодействует с материалом контролируемого объекта. Если материал обладает электропроводностью, на его поверхности наводятся вихревые токи, которые, в свою очередь, изменяют параметры катушки - ее активное и индуктивное сопротивление. Параметры, меняются при изменении зазора между контролируемым объектом и торцом датчика. Драйвер преобразует эти изменения в электрический сигнал, осуществляет его линеаризацию и масштабирование.

### 10.3 Требования к системам

Оснащение гидроагрегатов стационарными средствами измерения вибрации:

- гидроагрегаты мощностью менее 100 МВт и (или) диаметром рабочего колеса турбины менее 600 см оснащаются отдельными каналами измерения вибрации с учетом потребностей эксплуатации (например, отдельными каналами измерения биения вала у турбинного подшипника, каналами измерения пульсации в подпятнике и проседания упругих камер).

- гидроагрегаты мощностью от 100 МВт и менее 180 МВт и (или) с диаметром рабочего колеса турбины 600 см и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга и контроля.

- гидроагрегаты мощностью 180 МВт и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга, контроля, и вибродиагностики, имеющими функцию диагностирования, позволяющую определять неисправности гидроагрегата

Контролируемые параметры.

Объём контроля вибрации стационарными средствами измерения зависит от типа турбины. Например, для вертикального гидроагрегата контроль должен осуществляться на следующих элементах и узлах:

- крышка турбины (вертикальная вибрация);
- основание (корпус) опорного подшипника (подпятника) или грузонесущая крестовина (вертикальная вибрация);
- корпус направляющего подшипника гидрогенератора (верхней и нижней крестовин при размещении в них подшипников) (горизонтальная вибрация);
- корпус турбинного подшипника (горизонтальная вибрация);
- статор гидрогенератора (горизонтальная вибрация);
- турбинный и генераторный вал у корпусов направляющих подшипников (биение вала);
- диск подпятника на жесткой опоре (биение зеркальной поверхности диска подпятника);
- упругая камера подпятника на гидравлической опоре (просадка и вертикальные колебания упругой камеры (ее верхнего торца)).

Вертикальная вибрация должна измеряться как можно ближе к оси гидроагрегата, горизонтальная вибрация должна измеряться в радиальном направлении в местах с наибольшим уровнем вибрации.

Все вибропреобразователи на вертикальном гидроагрегате следует устанавливать в одной вертикальной плоскости, например, со стороны правого берега. Датчики биения вала должны быть установлены в одной вертикальной плоскости с датчиками вибрации.

Условия для формирования сигнала на аварийное отключения гидроагрегата системой виброконтроля

Для исключения ложного формирования сигнализации и действия виброзащит могут быть выполнены следующие технические мероприятия:

- вводятся выдержки времени на срабатывание;
- разрабатываются алгоритмы формирования сигнала на останов (комбинации сигналов с разных измерительных каналов);
- блокируется действие виброзащит в переходных режимах и при сейсмическом воздействии определённого уровня.

#### **10.4 Развитие систем вибродиагностики**

Реализация функции автоматизированной вибродиагностики это сложная техническая задача, т.к для разработки диагностической системы, в полной мере, решающей поставленную задачу, необходимо глубокое понимание специфики объекта контроля и взаимосвязи всех физических параметров, определяющих его техническое состояние. Автоматическая система диагностики должна обеспечивать интерпретацию результатов измерений, производимых системой мониторинга, т.е. осуществлять оценку технического состояния оборудования. Достоверность и эффективность диагноза, прежде всего, зависит от квалификации и опыта экспертов, разработавших диагностические алгоритмы выявления неисправностей, а также осуществляющих эксплуатацию системы.

На сегодняшний день отсутствуют полнофункциональные системы автоматизированной вибродиагностики, обеспечивающие достоверное выявление дефектов и выявление причин отклонения от оптимальных режимов работы гидроагрегатов. Сложность поставленной задачи, высокая ответственность управленческого решения, принимаемого на основании диагностики технического состояния основного оборудования, являются основными препятствиями к широкому применению полностью автоматических диагностических систем. Таким образом, функция диагностики технического состояния по результатам вибромониторинга реализуется специалистами предприятия, а принятия управленческого решения, по результатам диагностики, возложена на техническое руководство. Существенно осложняет сложившуюся ситуацию, отсутствие нормативно-технической документации регламентирующей требования к системам мониторинга и диагностики, как в аппаратной части, так и в принципах построения систем.

Для осуществления полноценной диагностики необходимо использование результатов измерений разных систем, переносных приборов и, в том числе, визуальных наблюдений. Как правило, различные системы мониторинга являются изолированными, то есть не предполагают обмена данными. Несмотря на то, что все системы интегрированы в общую АСУ ТП, это позволяет осуществлять лишь мониторинг контролируемых параметров, а для реализации функции диагностики предполагается использование узкоспециализированного программного обеспечения. На сегодняшний день отсутствует система, позволяющая в автоматическом режиме осуществлять комплексный анализ всех

показателей, описывающих техническое состояние гидроагрегата, именно поэтому квалификация и опыт специалиста по диагностике играет решающую роль в обеспечении надежной, безопасной и эффективной работы оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены основные элементы и параметры Кондомского гидроузла на реке Кондома, являющегося сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов.

В ходе водно-энергетических расчётов была выбрана установленная мощность, равная 89 МВт. Также был определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 358,20 м. Полезный объём при отметке НПУ составил 2,6 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 483,74 млн. кВт · ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 48 м;

расчётный – 35,8 м;

минимальный – 28,5 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 285 м<sup>3</sup>/с.

Выбрана гидротурбина ПЛ50-В-450. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 2 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 4,5 м.

Для выбранной поворотной-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 157,8 об/мин подобран серийный гидрогенератор ВГС 650/130-32 с номинальной активной мощностью 36 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы ТРДН-63000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ(Л)-1600/10,5/0,4, для ЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 185/24.

После был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла – приплотинная. В состав Кондомского гидроузла входят:

– глухая левобережная грунтовая плотина;

– бетонная водосливная плотина

– станционная бетонная плотина

– глухая бетонная плотина

– здание ГЭС

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины:

– ширина подошвы – 35 м;

– отметка подошвы – 321 м;

– число водосливных отверстий – 2;

- ширина водосливных отверстий – 4 м;
- отметка гребня плотины – 379 м.
- число глубинных водовыпусков – 2;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Кондомской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- срок окупаемости 5 лет;
- чистый приведенный доход NPV– 4781 млн. руб;
- индекс прибыльности PI–3,67;
- себестоимость электроэнергии – 0,21 руб./кВт·ч;

Из этого можно сделать вывод, что строительство Кондомской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 11с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. ОСТ 108.023.105-84: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы.
7. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
8. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург – Режим доступа: <http://www.svel.ru/>.
11. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти – Режим доступа: <http://www.complectprom.ru/>.
12. 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.



13. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены– Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/).
14. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
15. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
16. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ.Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012.Гидроэлектростанции.Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
18. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.
19. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО«Спектрал» г. Воронеж. – Режим доступа: <http://spiektral.ru>.
20. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «Профотек» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.profotech.ru>.
21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа:<http://www.zeto.ru>.
22. Каталог «Анализаторы» [Электронный ресурс] // ООО «Прософт-Системы» г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.prosoftsystems.ru>.
23. Каталог «Выключатели генераторные» [Электронный ресурс] // АО «ПО Элтехника» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа:<http://www.elteh.ru>.
24. Каталог «Измерительные трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] //«Русский трансформатор»г. Астрахань. – Режим доступа:<http://www.russkij-transformator.ru>.
25. Каталог «Синхронизаторы» [Электронный ресурс] //ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.asu-vei.ru>.
26. 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.
27. Каталог «Дизельные электростанции» [Электронный ресурс] // «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.energomotors.ru>.
28. Каталог «Масляные трансформаторы 35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО«Трансформаторные Подстанции»г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.ural-transformator.ru>.
29. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва:Энергоатомиздат, 1998. – 608.

30. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
31. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
32. Л. Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
33. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
34. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
35. СП 39.13330.2012 «Плотины из бетонных материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
36. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
37. 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.
38. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».
39. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
40. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО, Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
42. Архитектура построения интернета энергии, Москва, 2018 г. - Режим доступа: [https://energynet.ru/upload/White\\_paper](https://energynet.ru/upload/White_paper).
43. Стандарт МЭК 61850, Москва, установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ "О техническом регулировании". -25 с.
44. Каталог «Многопортовые коммутаторы уровня предприятия» [Электронный ресурс] //ООО «ProSoft». – Режим доступа: <https://www.prosoft.ru/>.
45. «Кибербезопасность электроэнергетической инфраструктуры» [Электронный ресурс] //ООО «Kaspersky». – Режим доступа: <https://ics.kaspersky.ru/>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидрологический ряд

Таблица А.1 - среднегодовые, среднеполоводные и средние меженные расходы

Р, %	Годы	Ср. год	Годы	Ср. Пол.	Годы	Ср. Меж.
2	1961	264	1961	511	1941	96
4	1972	258	1972	496	1964	92
6	1941	227	1969	441	1972	88
8	1964	222	1941	412	1960	88
10	1944	214	1976	409	1961	87
12	1969	214	1944	408	1949	86
14	1940	209	1964	405	1950	81
16	1960	208	1963	398	1973	81
18	1963	206	1940	396	1945	78
20	1973	206	1973	380	1982	78
22	1976	206	1960	376	1944	76
24	1950	198	1950	361	1940	74
25	1949	196	1974	361	1980	73
27	1957	190	1962	360	1966	71
29	1980	188	1957	358	1951	70
31	1939	186	1949	351	1957	70
33	1945	184	1939	349	1939	69
35	1962	183	1953	347	1963	68
37	1951	181	1980	347	1959	67
39	1974	180	1951	337	1979	65
41	1953	179	1955	335	1975	64
43	1982	173	1945	333	1976	61
45	1955	171	1942	327	1943	61
47	1942	170	1978	327	1970	61
<b>49</b>	1952	169	1952	321	1952	60
<b>51</b>	1975	169	1975	316	1968	60
53	1978	166	1982	307	1983	60
55	1959	164	1959	299	1953	58
57	1979	158	1979	287	1981	58
59	1981	153	1981	287	1942	57
61	1968	151	1938	287	1962	57
63	1965	150	1965	286	1977	56

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Р	Годы	Ср. год	Годы	Ср. Пол.	Годы	Ср. Меж.
65	1938	148	1968	278	1958	56
67	1937	146	1946	277	1937	55
69	1943	146	1937	272	1955	54
71	1970	145	1967	271	1947	54
73	1947	143	1947	268	1965	52
75	1946	142	1943	264	1985	52
76	1983	142	1970	263	1969	52
78	1967	141	1983	257	1978	51
80	1958	137	1971	254	1974	51
82	1966	137	1956	251	1936	50
84	1971	135	1958	251	1971	49
86	1956	131	1985	230	1938	49
88	1977	128	1966	229	1967	49
<b>90</b>	1985	126	1977	228	1984	48
92	1936	122	1954	227	1946	46
94	1984	120	1936	222	1956	45
96	1954	119	1984	221	1954	42
98	1948	110	1948	209	1948	39
65	1938	148	1968	278	1958	56
67	1937	146	1946	277	1937	55
69	1943	146	1937	272	1955	54
71	1970	145	1967	271	1947	54
73	1947	143	1947	268	1965	52

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Использование водной энергии

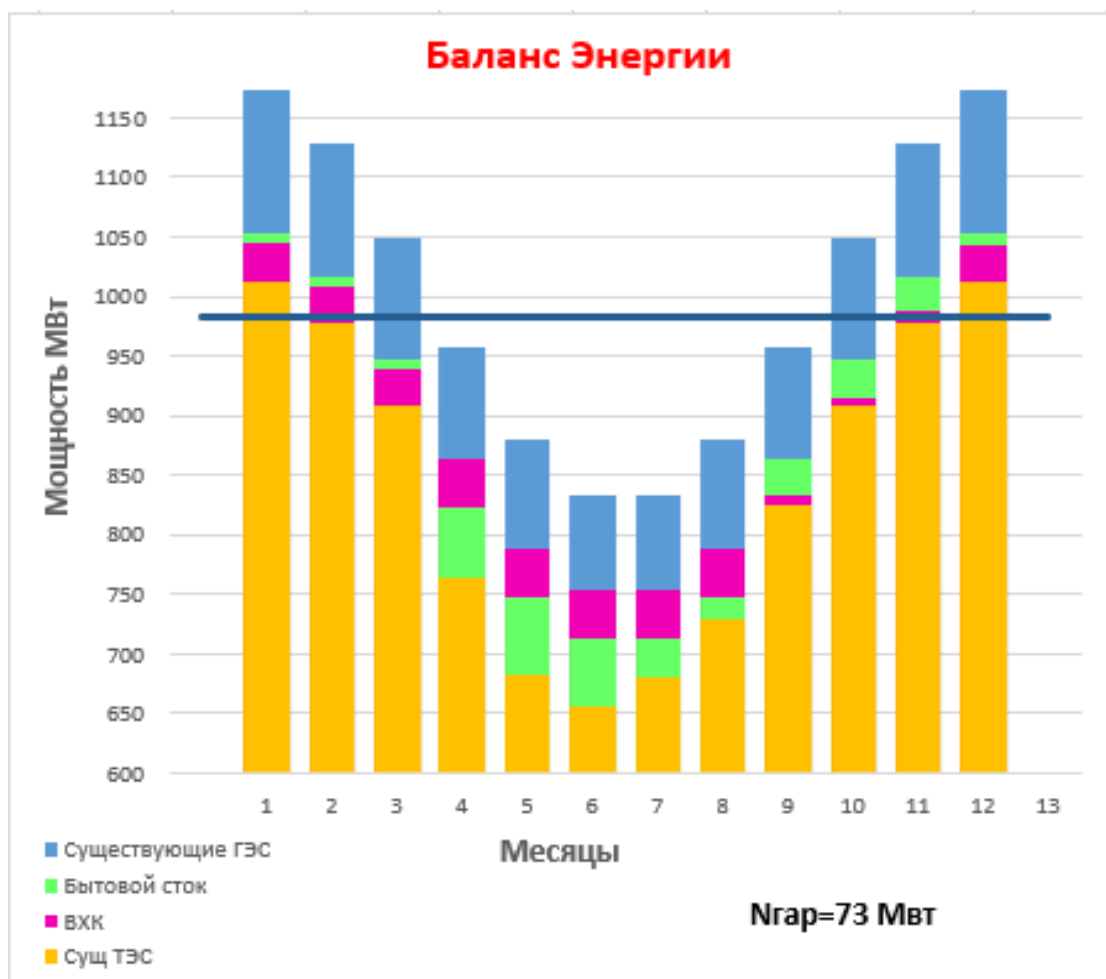


Рисунок Б.1 – Баланс Энергии

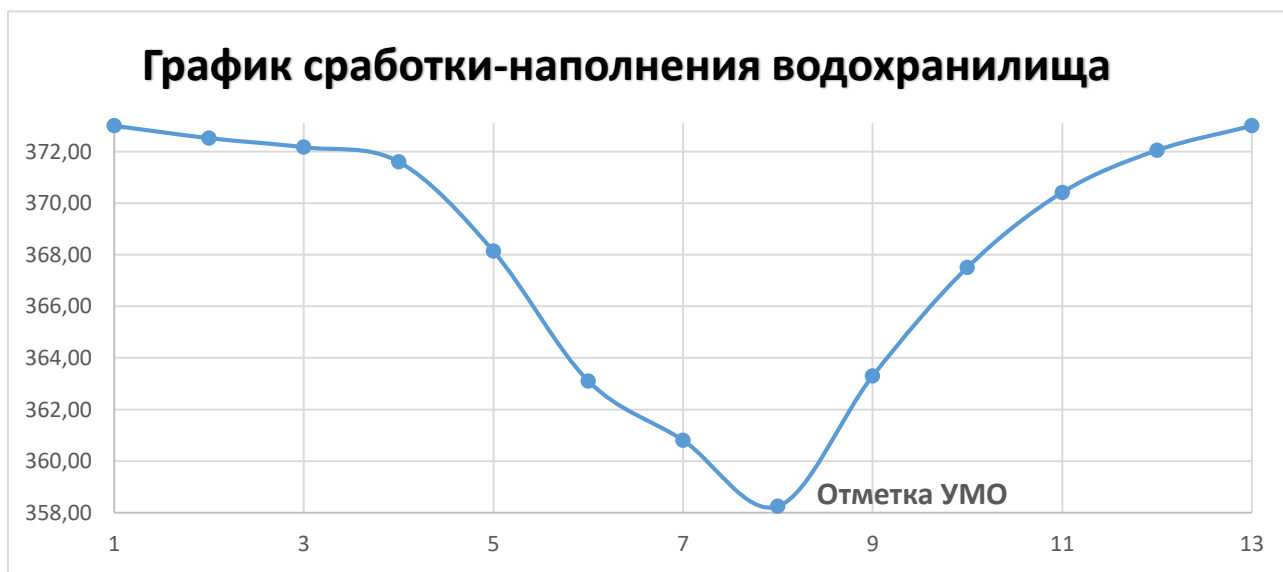


Рисунок Б.2 – График сработки – наполнения водохранилища

№ месяца	Q90%	Потери				Qполез	расход водохранилища	Qгс	Qвхк	Qнб	Vнач	ΔV	Vконеч	Zвб нач	Zвб кон	Zвб ср	Zнб	H	N	N гарант
		Qисп	Qфильтр	Qлёд	Qшл															
9	81	1	1	0	0	75	24,00	99,00	100	100	2,632	0,062208	2,570	373,00	372,52	372,76	326,89	45,39	40	0,00
10	87	1	1	0	0	81	18,00	99,00	100	100	2,570	0,046656	2,523	372,52	372,17	372,35	326,89	44,98	39	0,00
11	74	1	1	2	0	70	29,00	99,00	100	100	2,523	0,075168	2,448	372,17	371,60	371,89	326,89	44,52	39	0,00
12	25	1	1	2	0	20	191,00	211,00	100	212	2,448	0,495072	1,953	371,60	368,14	369,87	329,84	39,55	73	73,00
1	22	0	1	2	0	18	223,00	241,00	100	242	1,953	0,578016	1,375	368,14	363,11	365,62	330,54	34,60	73	73,00
2	23	0	1	2	0	19	80,00	99,00	100	100	1,375	0,20736	1,168	363,11	360,80	361,95	326,89	34,59	30	0,00
3	24	0	1	2	0	20	79,00	99,00	100	100	1,168	0,204768	0,963	360,80	358,24	359,52	326,89	32,15	28	0,00
4	271	3	1	2	0	265	-166,00	99,00	100	100	0,963	-0,43027	1,393	358,24	363,29	360,77	325,92	34,36	30	0,00
5	289	3	1	2	0	282	-183,00	99,00	100	100	1,393	-0,47434	1,867	363,29	367,51	365,40	325,92	39,00	34	0,00
6	256	3	1	-7	0	259	-160,00	99,00	100	100	1,867	-0,41472	2,282	367,51	370,42	368,96	325,92	42,56	37	0,00
7	182	2	1	-7	0	186	-87,00	99,00	100	100	2,282	-0,2255	2,508	370,42	372,05	371,23	325,92	44,83	39	0,00
8	150	2	1	0	0	147	-48,00	99,00	100	100	2,508	-0,12442	2,632	372,05	373,00	372,52	325,92	46,12	40	0,00

Рисунок Б.3 – Сработка – наполнение водохранилища

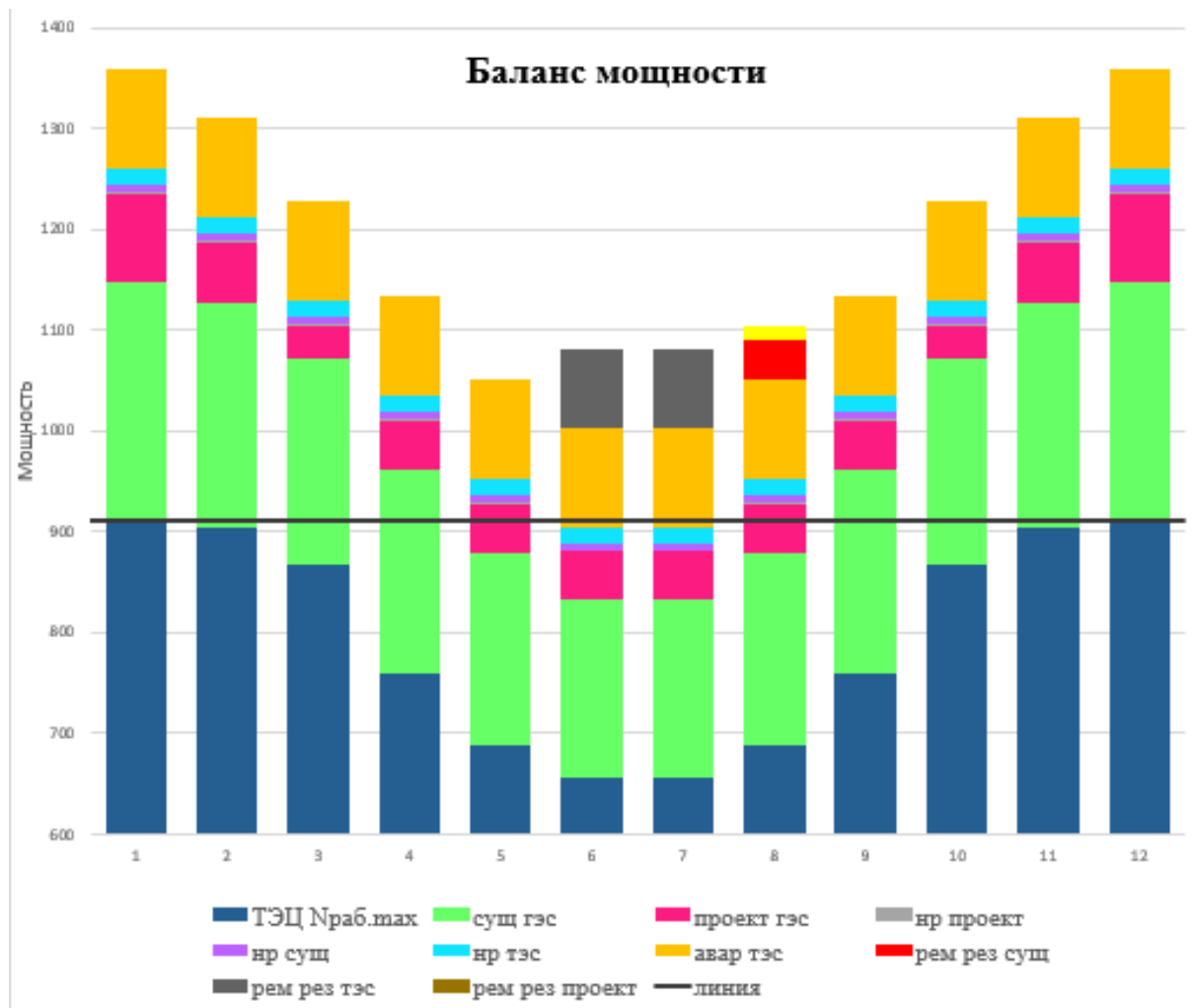


Рисунок Б.4 – Баланс Мощности

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

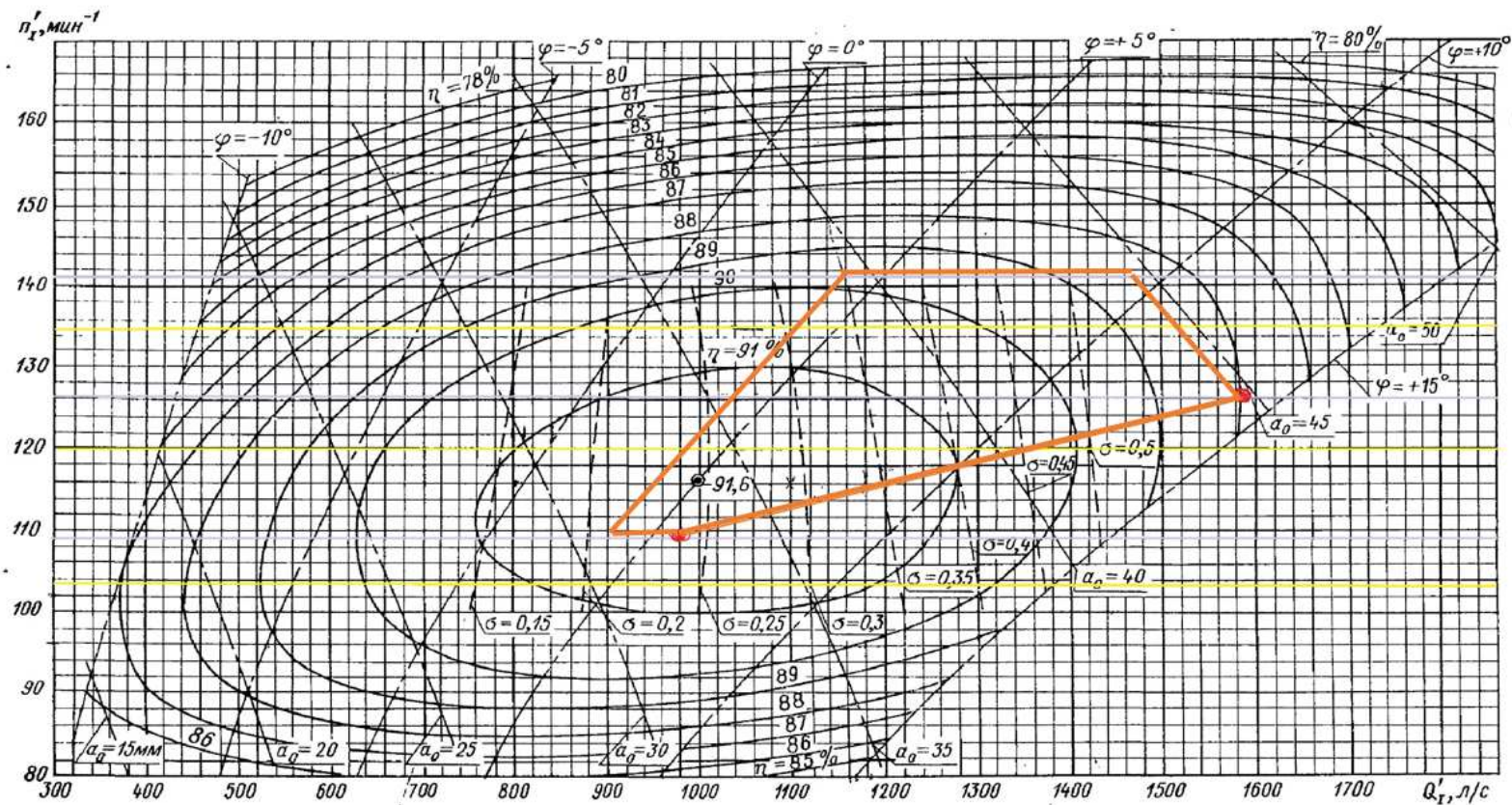


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-50-В-280



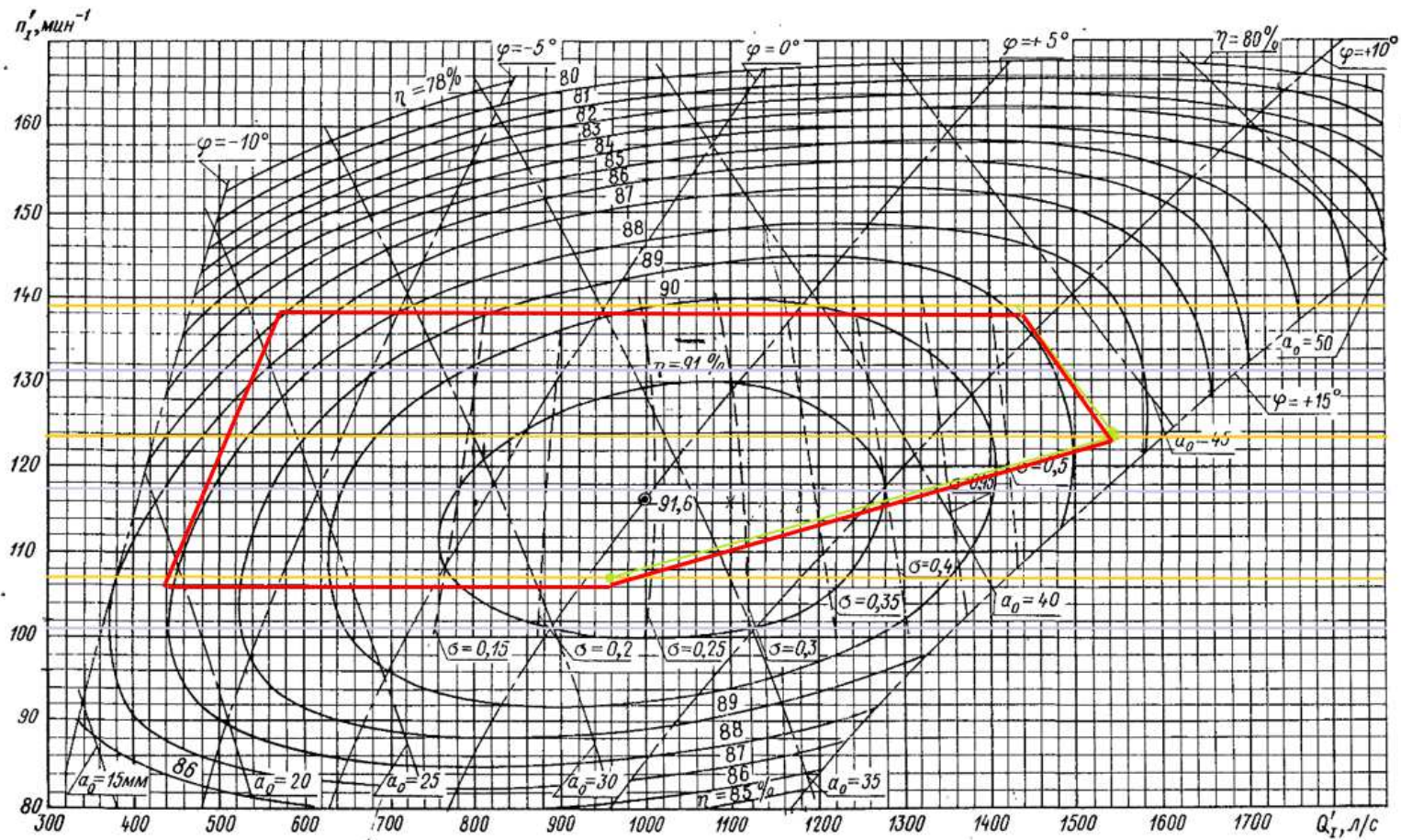


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-50-В-400

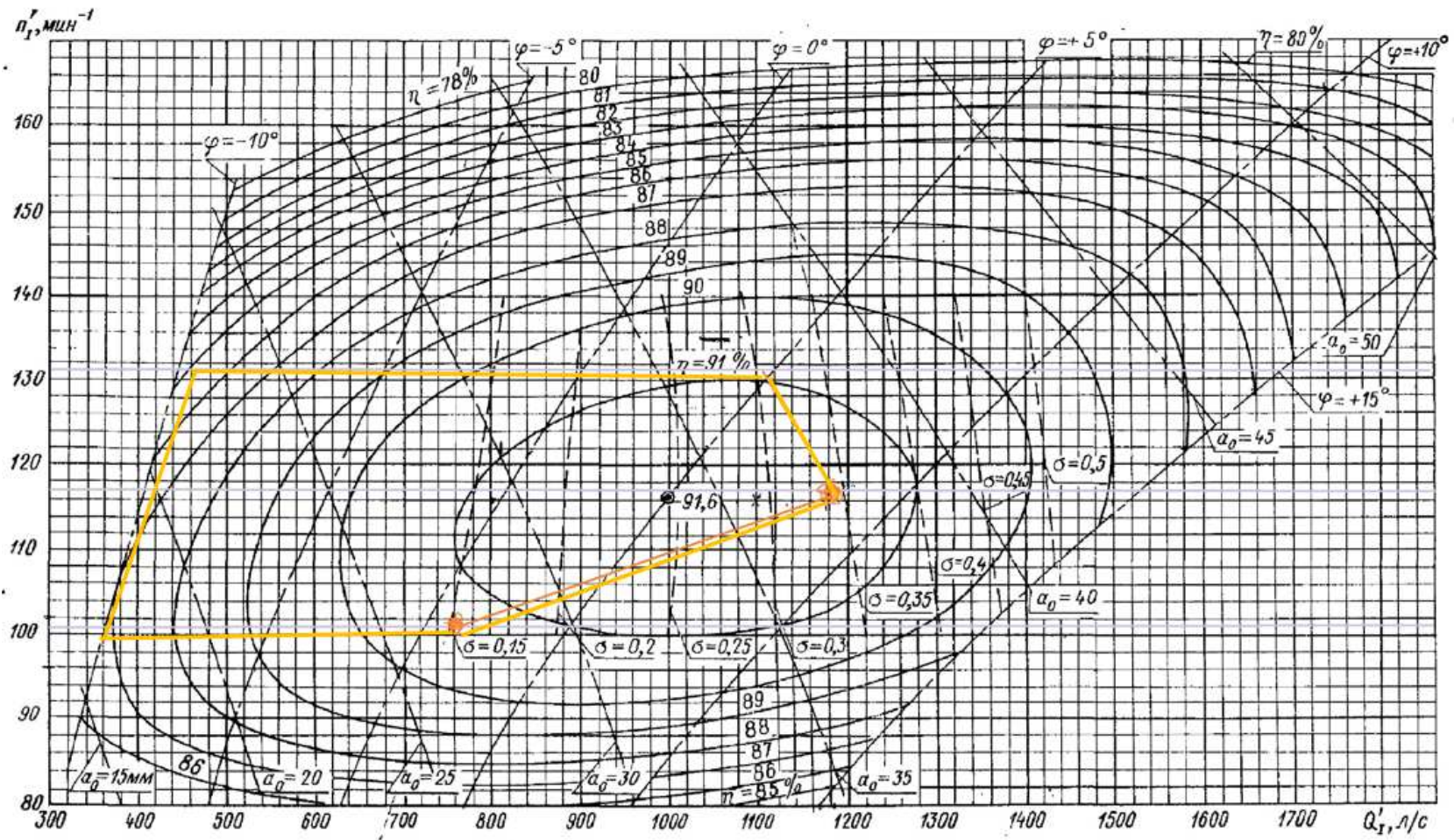


Рисунок В.3 – Универсальная характеристика турбины ПЛ50-В-450

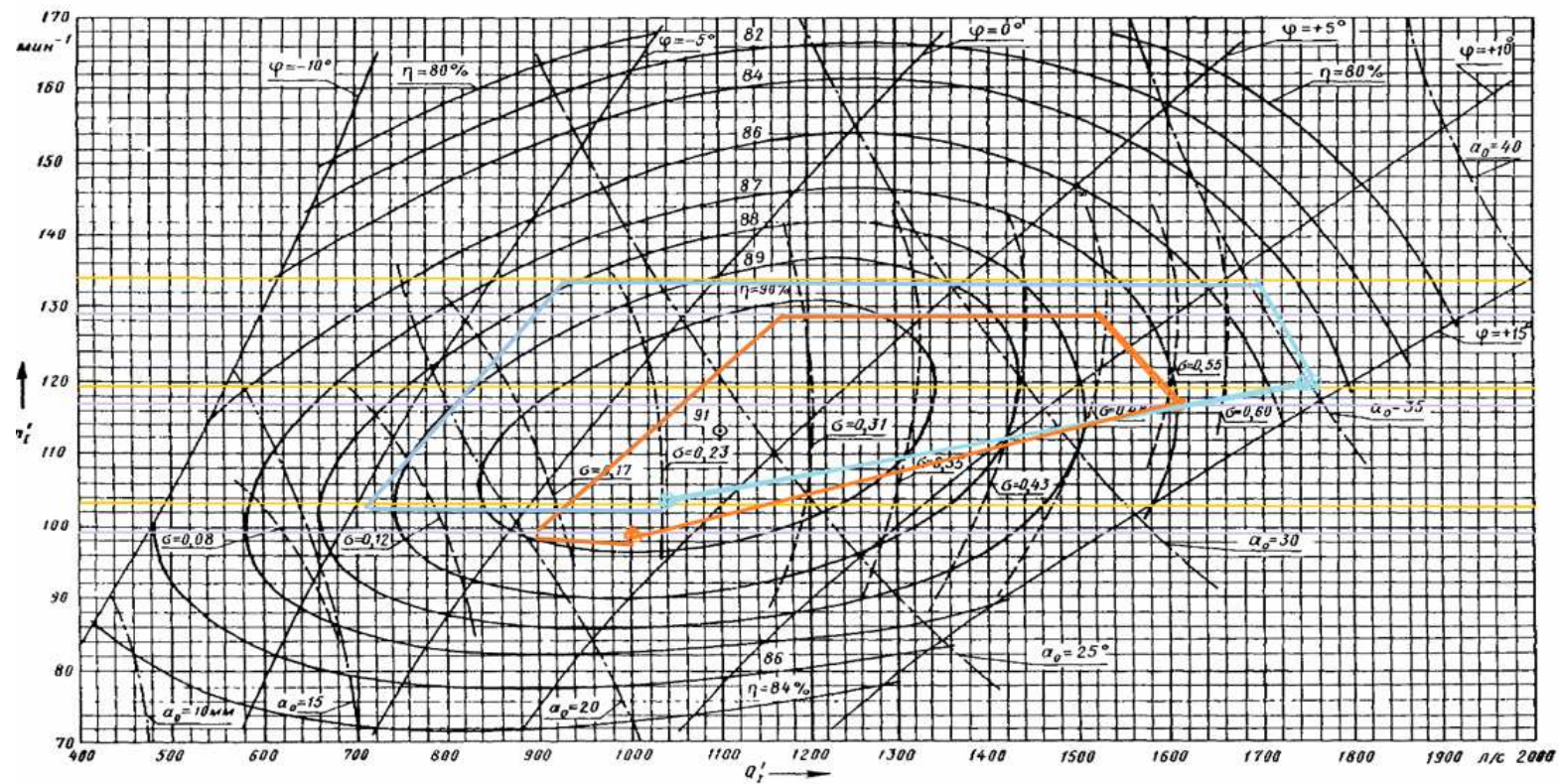


Рисунок В.4 – Универсальная характеристика турбин ПЛД50-В50-280 и ПЛД50-В50-315

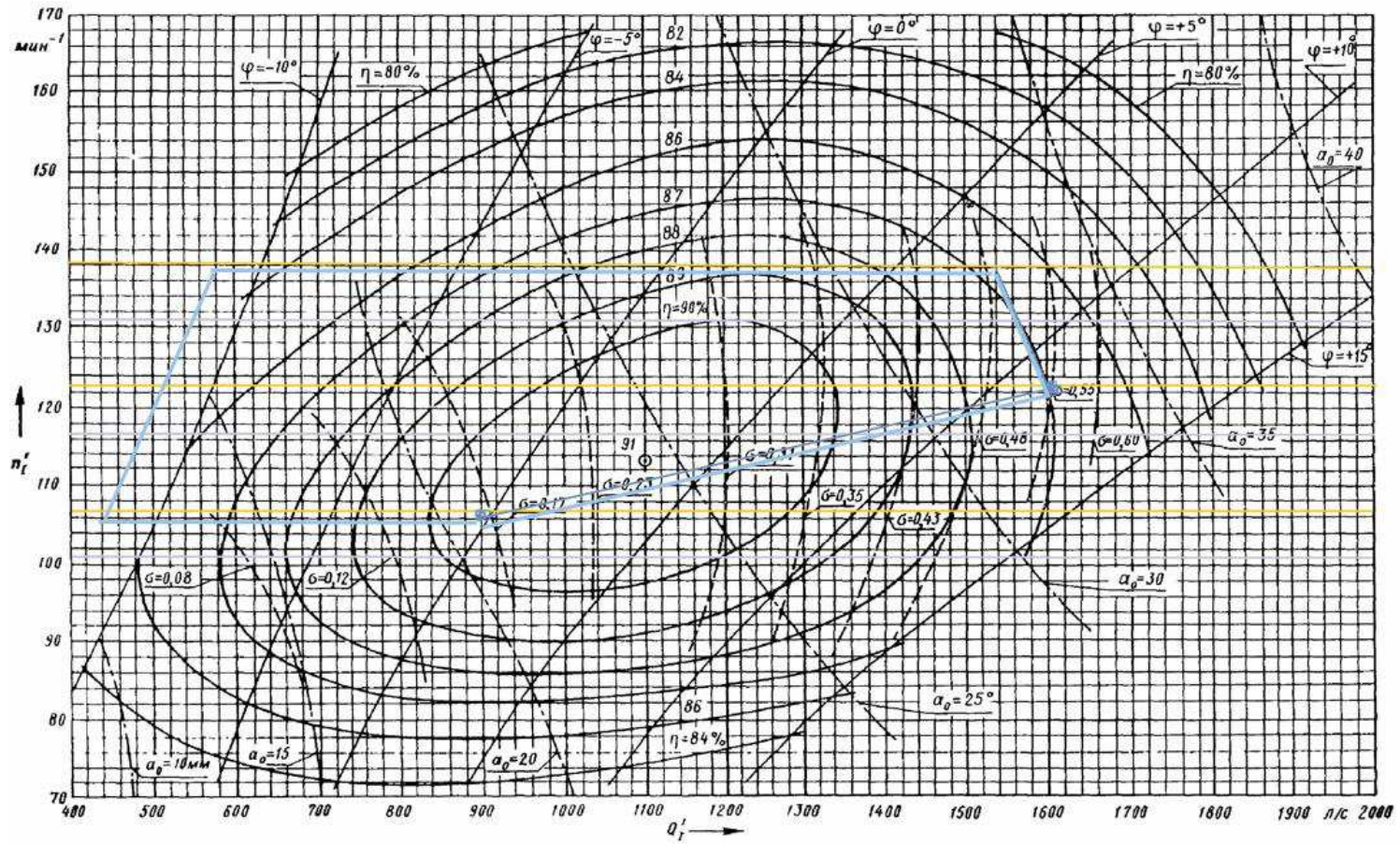


Рисунок В.5 – Универсальная характеристика турбины ПЛД50-В50-400

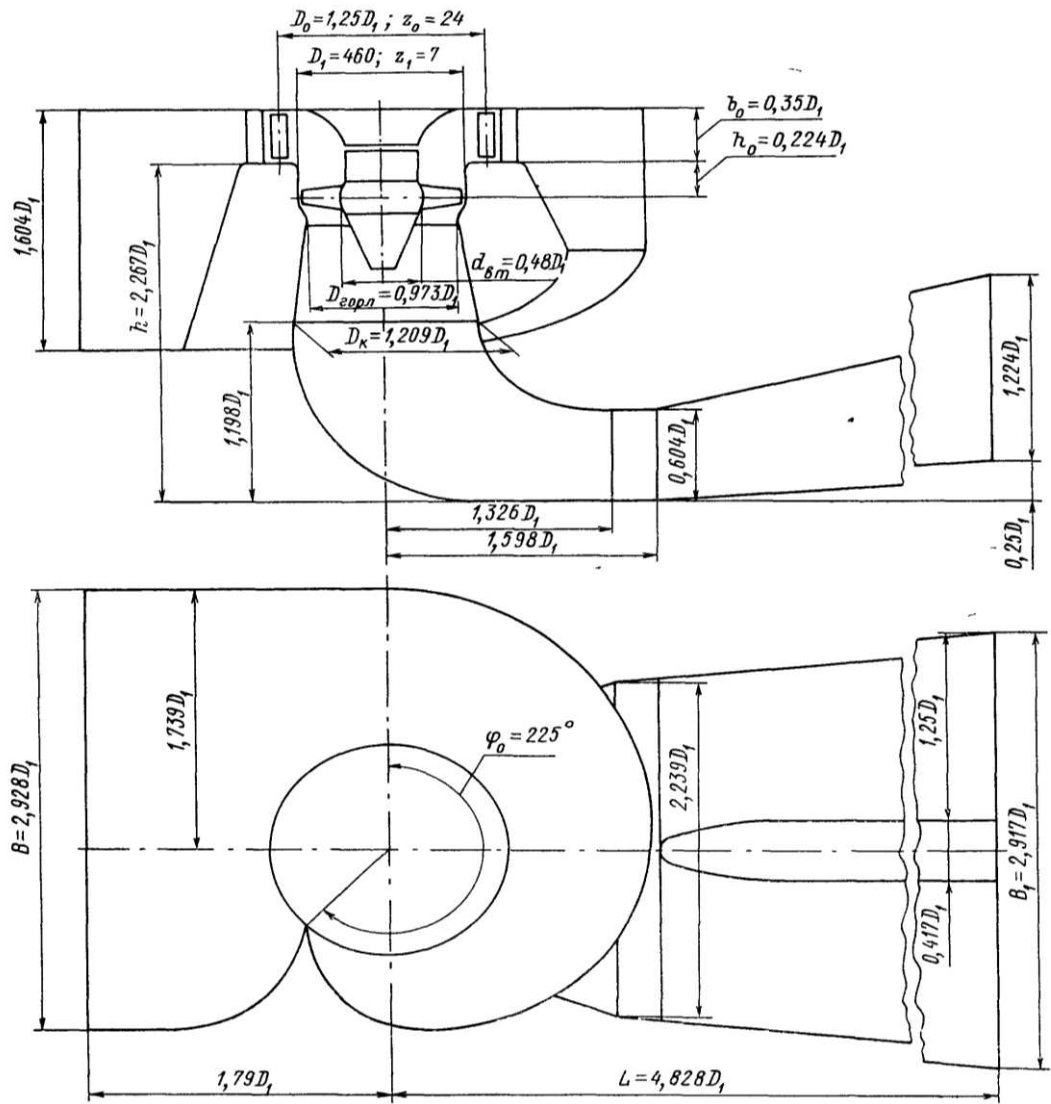


Рисунок В.6 – Проточная часть гидротурбины ПЛ 50

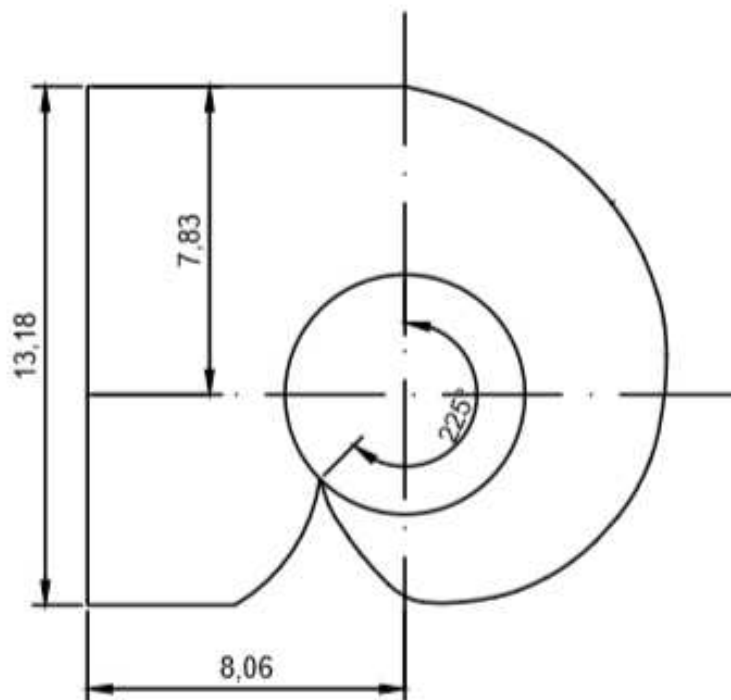


Рисунок В.7 – Схема спиральной камеры Кондомской Г

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,47 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,42 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	6 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,35 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,175 \cdot I_H$	0,87 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,24 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,30 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,44 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	7,58 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,072	0,95 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,345	4,02 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,71 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,84 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$1,531 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,74 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

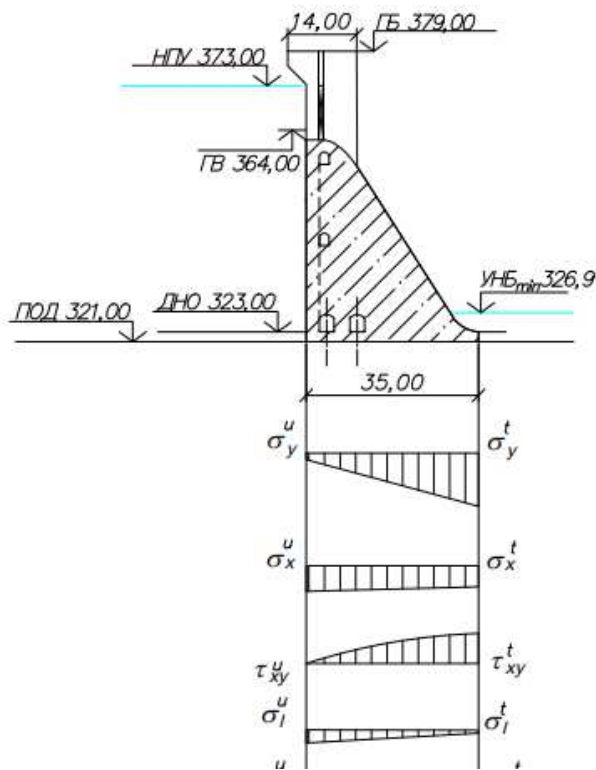
Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Отключение ШСВ 110 кВ	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$					+	
			$t_2$					+	
	$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$					+	
			$t_2$					+	
$t_3$	+		+						
ДЗ	1 ступень	$t_1$					+		
		$t_2$	+	+	+				
	2 ступень	$t_1$						+	
		$t_2$					+		
		$t_3$	+	+					
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				



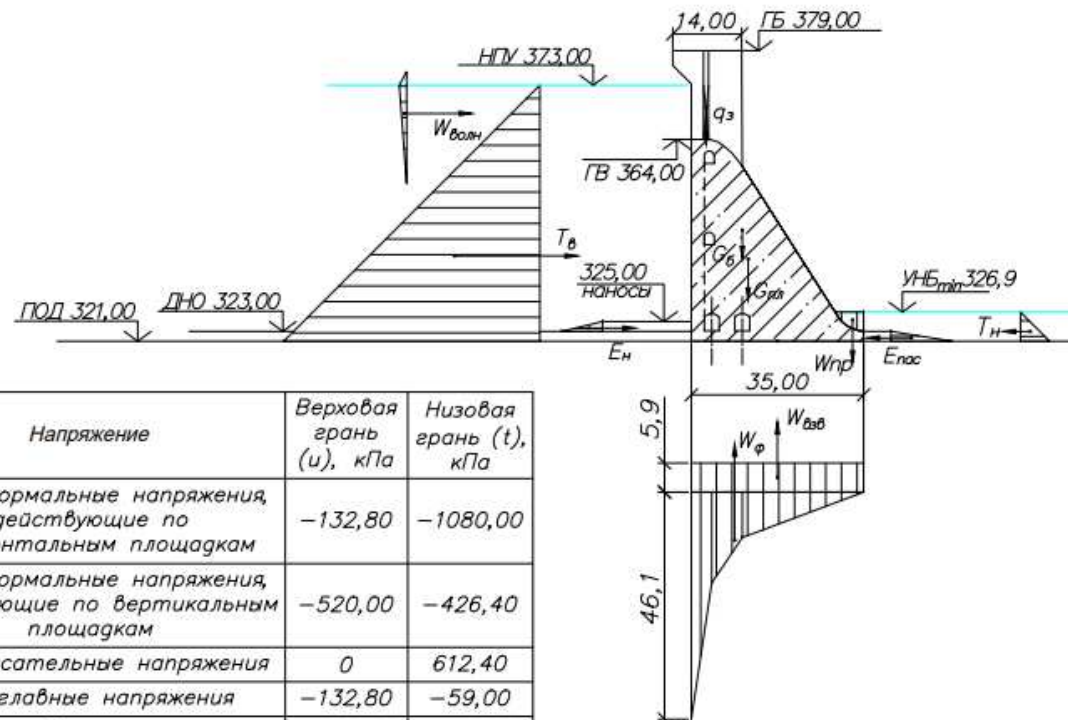
## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Нагрузки

Эпюры напряжений в сечении  
на отметке 321,00 м



Сбор нагрузок на водосливную  
плотину



Напряжение	Верховая грань (u), кПа	Низовая грань (t), кПа
$\sigma_y$ – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам	-132,80	-1080,00
$\sigma_x$ – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам	-520,00	-426,40
$\tau_{xy}$ – касательные напряжения	0	612,40
$\sigma_I$ – главные напряжения	-132,80	-59,00
$\sigma_3$ – главные напряжения	-520,00	-1447,00


Рисунок Д.1 - Нагрузки

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

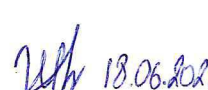
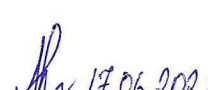
 А.А. Ачитаев  
подпись

«17» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНДОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА.  
СИСТЕМЫ СТАЦИОНАРНОГО ВИБРОКОНТРОЛЯ. НАЗНАЧЕНИЕ,  
УСТРОЙСТВО, ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ**

Руководитель	 подпись, дата	<u>Инженер по релейной защите и автоматике, СРЗАиМ</u> <u>Филиал ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожного»</u> должность	<u>О.Ю. Шушкевич</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>С.С. Лебедев</u> инициалы, фамилия