

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
         А.А. Ачитаев  
подпись     инициалы, фамилия  
«      »          2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕ-ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ  
ТИМПТОН. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО И  
ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
тема

Руководитель           
подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭЭС  
СШФ СФУ

В.И. Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник           
подпись, дата

С.А. Чыргал-оол  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижне-Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Разработка алгоритмов диагностики основного и вспомогательного оборудования».

Консультанты по разделам:

Консультант руководитель БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность Охрана труда.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕ-ТИМАТОНСКОЙ ГЭС.....	7
1 Анализ исходных данных и внешних условий .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.1. Геологические условия.....	11
1.1.2. Энерго-экономическая характеристика района .....	11
2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности .	12
1.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные.....	12
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	12
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	13
2.2 Водно-энергетические расчёты .....	15
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы .....	15
2.2.2 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году.....	18
2.2.4 Баланс мощности .....	20
2.2.5 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году ...	20
2 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	22
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	22
3.1.1 Построение режимного поля .....	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	25
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	29
3.2 Выбор энергетического оборудования .....	31
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	31
3.2.2 Расчет спиральной камеры.....	32
3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и регулятор частоты вращения .....	37
4 Электрическая часть ГЭС.....	38
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	38
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	39
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	39
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	40
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	42
4.2.4 Выбор трансформаторов СН.....	43
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	44
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР).....	46

4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	47
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	48
4.6.3	Внесение исходных данных в программный комплекс. Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	49
4.6.4	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	52
4.6.5	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	53
4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	55
4.8	Выбор параметров КРУЭ .....	55
5	Релейная защита и автоматика.....	57
5.1	Релейная защита и автоматика .....	57
5.2	Технические данные защищаемого оборудования.....	57
5.3	Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	58
5.4	Расчёт номинальных токов .....	60
5.5	Описание защит и расчет их уставок .....	60
5.5.1	Продольная дифференциальная защита .....	60
5.5.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U <sub>N</sub> (U <sub>0</sub> )) .....	63
5.5.3	Защита от повышения напряжения (U <sub>1</sub> >), (U <sub>2</sub> >) .....	65
5.5.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I <sub>2</sub> ) .....	66
5.5.5	Защита от симметричных перегрузок(I <sub>1</sub> ) .....	70
5.5.6	Дистанционная защита генератора Z <sub>1</sub> <, Z <sub>2</sub> < .....	72
5.5.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	76
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	77
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	78
6.1	Проектирование водосливной плотины.....	78
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины .....	78
6.3	Гидравлические расчёты .....	81
6.4	Определение ширины водосливногo фронта .....	81
6.5	Определение отметки гребня водослива. ....	83
6.6	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	84
6.7	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	88
6.8	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	89
6.9	Пропуск расходов через глубинные водосбросы .....	91
6.10	Конструирование плотины.....	93
6.10.1	Определение ширины подошвы плотины .....	93
6.10.2	Разрезка плотин швами .....	93
6.10.3	Быки.....	94
6.10.4	Устой .....	94

6.10.5	Галереи в теле плотины .....	94
6.10.6	Дренаж тела бетонных плотин .....	95
6.10.7	Противофильтрационные устройства в основании .....	95
6.10.8	Расчёт фильтрации .....	97
6.11	Статические расчёты плотины .....	98
6.11.1	Вес сооружения .....	98
6.11.2	Сила гидростатического давления воды .....	99
6.11.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления .....	99
6.11.4	Давление грунта .....	100
6.11.5	Волновое давление .....	101
6.11.6	Расчёт прочности плотины .....	101
6.11.8	Критерии прочности плотины .....	104
6.11.9	Расчёт устойчивости плотины .....	105
7	Безопасность гидротехнических сооружений. Охрана труда. Пожарная безопасность. ....	106
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	106
7.2	Охрана труда .....	106
7.3	Пожарная безопасность .....	106
8	Охрана окружающей среды .....	111
8.1	Общие сведения о районе строительства .....	111
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	112
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	114
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	114
8.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	116
9	Технико-экономические показатели .....	117
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	117
9.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	117
9.3	Налоговые расходы .....	120
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	121
9.5	Анализ денежных потоков .....	122
9.6	Оценка инвестиционного проекта .....	123
9.7	Методология, исходные данные .....	123
9.8	Коммерческая эффективность .....	124
9.9	Бюджетная эффективность .....	124
9.10	Анализ чувствительности .....	125
10	Разработка алгоритмов диагностики основного и вспомогательного оборудования .....	127
10.1	Введение .....	127
10.2	Основные понятия .....	127
10.3	Требования к мониторингу и диагностике выключателей .....	128

10.4 Коммутационный ресурс выключателя и журнал учета коммутационного ресурса .....	128
10.5 Расчет коммутационных ресурсов .....	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных .....	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты .....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование .....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений .....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Сбор нагрузок .....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Образец заполнения журнала мониторинга коммутационного ресурса выключателя. ....	149

## 2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Река: Тимптон.

Энергосистема: РДУ Якутия,  $P_{\max} = 9452$  МВт.

Установленная мощность существующих ГЭС 1020 МВт.

Отметка НПУ = 535 м.

Отметка дна = 395 м.

Коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ .

Зимний коэффициент  $k_3 = 0,6$ .

Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1$  м.

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

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища и расходы ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}$	150	150	150	150	400	400	400	400	400	150	150	150
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	2	2	2	3	2	2	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	-15	-6	0	0	0	0	6	6	6
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{рыб}}, \text{м}^3/\text{с}$	21	0	0	21	21	21	21	0	0	0	0	0

#### 2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

Используя метод выбора расчетных гидрографов, нужно разделить год на многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. И определив границы, нужно для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Далее ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.1.

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.1)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

Результаты расчётов представлены [Приложении Б, таблица Б.1].

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

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

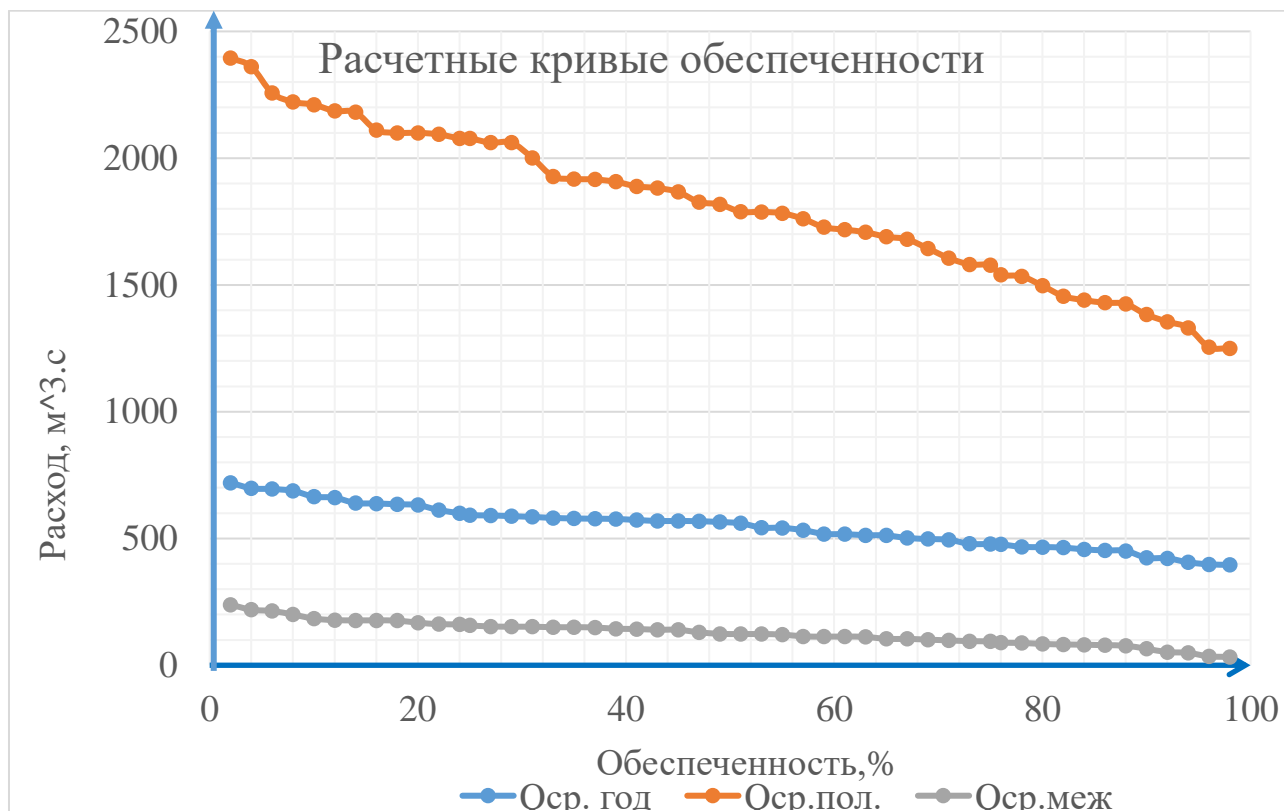


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних за год, половодных и меженных расходов

### 2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Для данной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По эмпирической кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1969 и 1966 гг.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности

$$Q_{п50\%базовое} = 1804 \text{ м}^3/\text{с} - \text{базовое значение.}$$

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности



$$Q_{M50\% \text{ базовое}} = 123,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для 1969 года:

$$K_M = \frac{Q_{M50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1969}} = \frac{123,5}{157} = 0,79 \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\% \text{ базовое}}}{Q_{II 1969}} = \frac{1804}{1789} = 1,01 \quad (2.3)$$

Для 1966 года:

$$K_M = \frac{Q_{M50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1966}} = \frac{123,5}{177} = 0,95 \quad (2.4)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\% \text{ базовое}}}{Q_{II 1966}} = \frac{1804}{1708} = 1,06 \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1969 года, поэтому выбираем их.

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1959 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1959}} = \frac{65}{104} = 0,63 \quad (2.6)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II90\% \text{ базовое}}}{Q_{II 1959}} = \frac{1383}{1383} = 1 \quad (2.7)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1959 г. без корректировки.

В таблице 2.2 расчетные средне водный и маловодный года. Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 - Расчет средне водного и маловодного года

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90% обеспеченности, 1959 г.												
Без коррект.	5	5	10	12	1230	1683	1237	411	320	115	51	10
50% обеспеченности, 1969 г.												
Без привед.	4	4	8	11	1332	1967	1545	300	493	515	41	41
Коррект.	7	7	12	16	1345	1987	1560	528	463	234	54	39

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

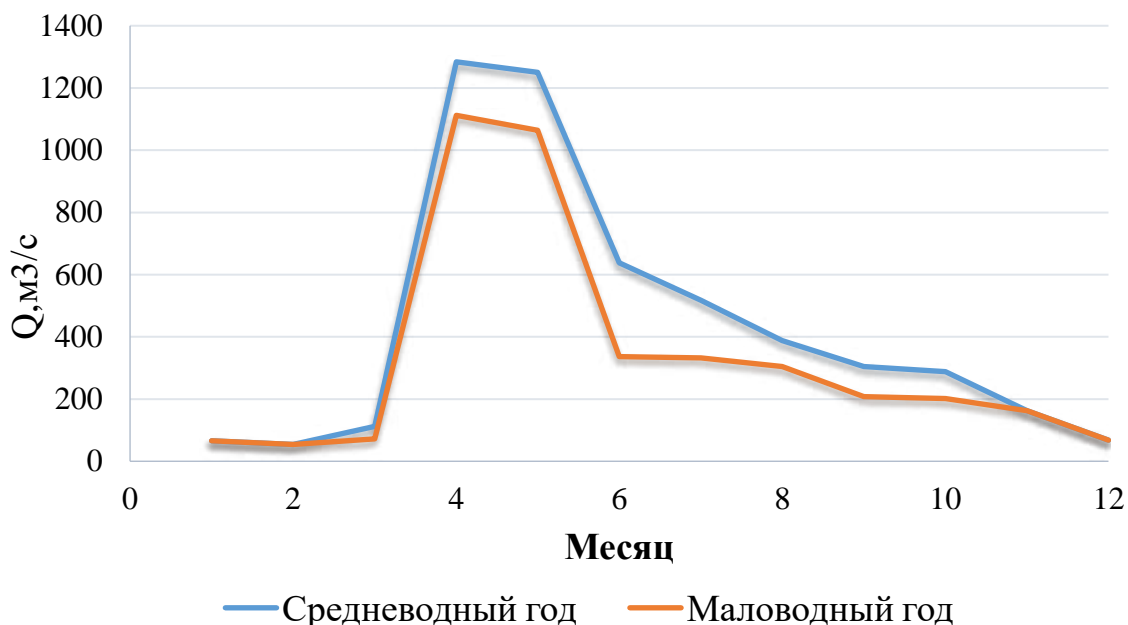


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Водно-энергетические расчёты

### 2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Важным критерием определения параметров проектируемой гидроэлектростанции является вытеснения тепловых мощностей из пика в энергосистеме. А для выбранного нами расчетного маловодного года (1959 г.), рассчитаем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пр90\%}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,6$ ;  
 $Q_{\text{пр90\%}}$  – бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;  
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h \quad (2.8)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 1$  м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (2.9)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с. Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт} 90\%$ , м <sup>3</sup> /с	5	5	10	12	1230	1683	1237	411	320	115	51	10
$Q_{ВХК}$ , м <sup>3</sup> /с	150	150	150	150	400	400	400	400	400	150	150	150
$Q_{исп}$ , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	2	2	2	3	2	2	0	0	0
$Q_{лед}$ , м <sup>3</sup> /с	1	1	1	-15	-6	0	0	0	0	6	6	6
$Q_{фильтр}$ , м <sup>3</sup> /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{пол.быт.}$ , м/с	2	2	7	23	1232	1679	1232	407	316	107	43	2
$Z_{вб}$ , м	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535	535
$Z_{нб быт}$ , м	395,1	395,1	395,1	395,2	398,6	399,2	398,6	396,9	396,6	395,7	395,3	395,1
$Z_{нб ВХК}$ , м	395,9	395,9	395,9	395,8	396,9	396,9	396,9	396,9	396,9	395,9	395,9	395,9
$H_{пол быт}$ , м	138,9	138,9	138,9	138,8	135,4	134,8	135,4	137,1	137,4	138,3	138,7	138,9
$H_{пол ВХК}$ , м	138,1	138,1	138,1	138,2	137,1	137,1	137,1	137,1	137,1	138,1	138,1	138,1
$N_{быт}$ , МВт	2	2	8	27	1435	1946	1435	480	373	127	51	2
$N_{ВХК}$ , МВт	178	178	178	178	472	472	472	472	472	178	178	178
$N_{быт} - N_{ВХК}$ , МВт	-176	-176	-170	-151	963	1474	963	8	-99	-51	-127	-176

Исходя из данных таблицы 2.3 можно определить, что 9 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

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

$$\sum(N_{быт} - N_{ВХК}) = 2282 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

По данным таблицы 2.4 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.3, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоподачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

Таблица 2.4 – Данные для построения баланса энергии

Месяцы	$P_{ср}$ , МВт	$N_{сущ. гэс}$ , МВт	$N_{быт}$ , МВт	$N_{вжк}$ , МВт	$N_{тэц}$ , МВт
Январь	5168	538	2	179	4451
Февраль	4911	493	2	179	4239
Март	4465	448	8	179	3838
Апрель	3951	426	28	179	3346
Май	3505	404	1435	473	1666
Июнь	3248	359	1945	473	944
Июль	3248	359	1435	473	1454
Август	3505	404	481	473	2620
Сентябрь	3951	426	375	473	3052
Октябрь	4465	448	128	179	3838
Ноябрь	4911	493	51	179	4239
Декабрь	5168	538	2	179	4451

За первый месяц сработки принимаем - сентябрь. Из рисунка 2.3 видно, что под регулирование попали 6 месяцев, а в остальные месяца, ГЭС работает по требованиям ВЖК. Данные таблицы 2.7 необходимы для проведения 1 итерации ВЭР.

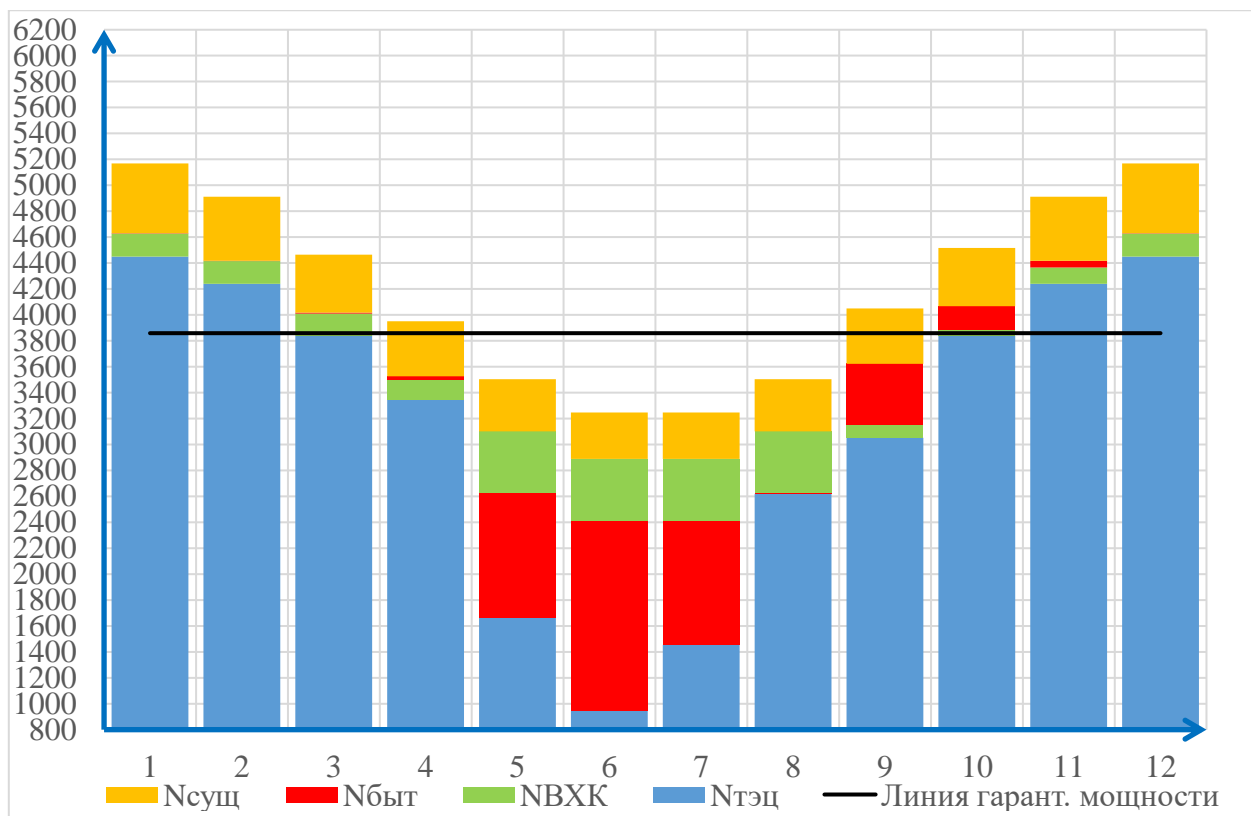


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учётом перераспределения бытовых мощностей

Таблица 2.7 – Гарантированные мощности проектируемой ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{гар}$ , МВт	771	559	179	ВХК						179	559	771

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Месяц, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это октябрь.

### 2.2.2 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

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

Данный расчет можно начать с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 348$  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 ноябрь.

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

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} \geq Q_{ВХК} \quad (2.11)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон} \quad (2.12)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар} \quad (2.13)$$

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года представлены в приложении Б таблица Б 2:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{Гар} = 771$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 493,8(м).
- полезный объем –  $V_{полезн} = 13,7$  (км<sup>3</sup>). Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

В данном проекте принимаем, что Якутское РДУ частично работает Зейская ГЭС.

Строим треугольники существующих ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной - установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в ИКН, так, чтобы две вершины треугольника касались её. Определяем зоны работы Зейской ГЭС в суточном графике.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полу пика, а также в базу графика нагрузки. Рабочая мощность определяется, как сумма вертикальных катетов этих треугольников, расположенных на ИКН наиболее нагруженного месяца – января:

$$N_{раб} = N_{баз} + N_{полутик} = 550 + 266 = 816 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

Установленная мощность представляет собой сумму рабочей мощности в январе и нагрузочного резерва (1%):

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр} = 816 + 16 = 832 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

## 2.2.4 Баланс мощности

Строится на годовом графике максимальных мощностей Якутского РДУ. На графике откладываются рабочие мощности станций в каждом месяце. Мощности ремонтов проектируемой и существующих станций располагаются в месяцах с наименьшей нагрузкой.

Баланс мощности Якутской РДУ приведен в таблице 2.8 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.8 – Баланс мощности

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{макс.}}$ МВт	$N_{\text{н.р.}}$ МВт	$N_{\text{а.р.}}$ МВт	$N_{\text{раб.}}$ МВт	$N_{\text{н.р.}}$ МВт	$N_{\text{рем.}}$ МВт	$N_{\text{раб.макс.}}$ МВт	$N_{\text{н.р.}}$ МВт	$N_{\text{рем.}}$ МВт	$N_{\text{раб.м.}}$ МВт	$N_{\text{а.р.}}$ МВт	$N_{\text{рем.}}$ МВт
I	5521	110	497	570	11	0	816	16	0	4135	497	0
II	5266	105	474	540	11	0	591	12	0	4135	474	0
III	4825	97	434	500	10	0	190	4	0	4135	434	0
IV	4317	86	389	470	9	0	150	3	0	3697	389	0
V	3876	78	349	410	8	0	424	8	0	3042	349	0
VI	3621	72	326	430	9	0	475	10	0	2716	326	345
VII	3621	72	326	430	9	0	529	11	0	2662	326	345
VIII	3876	78	349	410	8	0	561	11	0	2905	349	0
IX	4317	86	389	470	9	95	560	11	136	3287	389	0
X	4825	97	434	500	10	0	190	4	0	4135	434	0
XI	5266	105	474	540	11	0	591	12	0	4135	474	0
XII	5521	110	497	570	11	0	816	16	0	4135	497	0

## 2.2.5 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в условиях средневодного года проводятся с целью определения среднемноголетней выработки гидроэлектростанции. При их проведении, уровень водохранилища не должен выходить за пределы НПУ и УМО. Проводится в две итерации: первая – сработка - наполнение производится максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года, вторая – быстрое наполнение водохранилища и увеличение срока работы при высоких напорах. Из второй итерации найдена среднемноголетняя выработка:  $\mathcal{E}_{\text{ср.мн}}=4,8$  млрд кВт·ч. Результаты расчетов приведен в приложении Б таблица Б 3. Сравнительный график сработки-наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год изображен на рисунке 2.4.

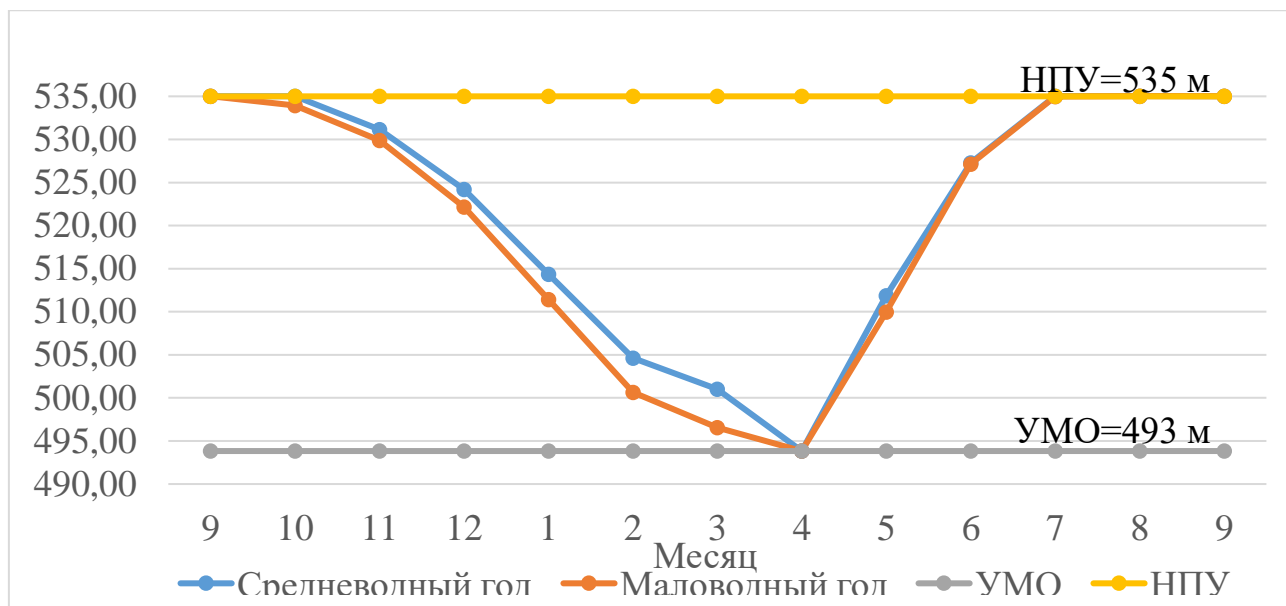


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях маловодного и средневодного года

По данным расчетов, учетом географических, климатических условий, а также водно-энергетического расчета и аналитических дискуссий было принято решение, что в качестве ГЭС аналога наиболее будет подходящим Вилюйская ГЭС 1. По результатам расчета установленной мощности была построена интегральная кривая нагрузки [приложение Б рисунок Б 1].



### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

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

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

где  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 535,00$  м, для линии расчётного напора;

$\nabla ВБ = \nabla УМО = 174,57$  м;

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

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

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

$$Q_{\min} = 74 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность Нижне-Тимптонской ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

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

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

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$H_{НПУ}, м$	$H_{УМО}, м$	$H_{ВБ}^{НБ}$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	395,05	138,95	92,77	100,5	50	1891,64	50	700,01
100	395,63	138,37	92,19	99,92	55	1719,67	60	766,82
200	396,13	137,87	91,69	99,42	60	1576,36	70	828,26
300	396,58	137,42	91,24	98,97	65	1455,1	80	885,45
400	396,98	137,02	90,84	98,57	70	1351,17	90	939,16
500	397,33	136,67	90,49	98,22	75	1261,09	100	989,96
600	397,65	136,35	90,17	97,90	80	1182,27	110	1038,28
700	397,93	136,07	89,89	97,62	85	1112,73	120	1084,45
800	398,19	135,81	89,63	97,36	90	1050,91	130	1128,73
900	398,42	135,58	89,4	97,13	95	995,6	140	1171,34
1000	398,64	135,36	89,18	96,91	100	945,82	150	1212,45
1300	399,2	134,8	88,62	96,35	105	900,78	160	1252,21
1600	399,68	134,32	88,14	95,87	110	859,83	-	-
1900	400,14	133,86	87,68	95,41	115	822,45	-	-
2200	400,58	133,42	87,24	94,97	120	788,18	-	-
2500	401,02	132,98	86,8	94,53	125	756,65	-	-
2800	401,46	132,54	86,36	94,09	130	727,55	-	-
3100	401,89	132,11	85,93	93,66	135	700,61	-	-
3400	402,3	131,7	85,52	93,25	140	675,58	-	-
3700	402,69	131,31	85,13	92,86	145	652,29	-	-
4000	403,05	130,95	84,77	92,50	150	630,55	-	-
4300	403,4	130,6	84,42	92,15	-	-	-	-
4600	403,72	130,28	84,1	91,83	-	-	-	-
4900	404,04	129,96	83,78	91,51	-	-	-	-
5200	404,36	129,64	83,46	91,19	-	-	-	-
5500	404,68	129,32	83,14	90,87	-	-	-	-
5800	405	129	82,82	90,55	-	-	-	-
6100	405,33	128,67	82,49	90,22	-	-	-	-
6300	405,53	128,47	82,29	90,02	-	-	-	-
6500	405,7	128,3	82,12	89,85	-	-	-	-

Из построенного режимного поля определяются:

$H_{\max}$  – максимальный напор. Находится в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{\max} = 138,50 \text{ м.}$$

$Q^{\max}$  – максимальный расход. Находится в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{\max} = 975,00 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_p = 97 \text{ м.}$$

$H_{\min}$  – минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{\min} = 89,30 \text{ м.}$$

Построенное режимное поле представлено на рисунке 3.2.

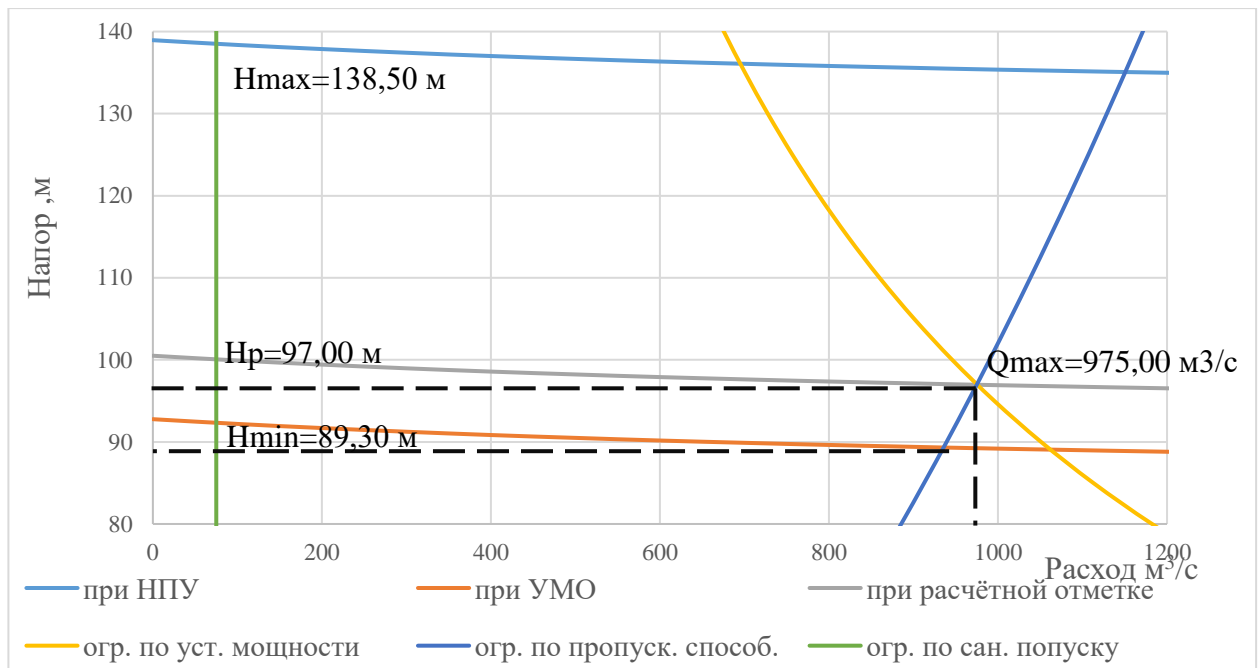


Рисунок 3.2 – Режимное поле Нижне-Тимптонской ГЭС

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбина выбрана, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом, если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует РО 140-В и ПЛД 140-В-45 со следующими параметрами, представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД140-В-45	РО140-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	140	140
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	85	73
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,909	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1100	980
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1\text{max}}$	0,35	0,15
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,460	0,515
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнили расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{п}}^N}} \sqrt[5]{\frac{V_{\text{Н}}}{V_{\text{м}}}} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_{\text{н}}, \eta_{\text{м}}$  – КПД натурной и модельной гидротурбины соответственно;

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

Принимается для ПЛД:  $\varepsilon = 0,75$ ; а для РО:

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{\text{р.т.}}}{Q'_{\text{опт}}} & \text{при } Q'_{\text{р.т.}} < Q'_{\text{опт}}, \\ 0,75 & \text{при } Q'_{\text{р.т.}} > Q'_{\text{опт}} \end{cases}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{\text{р.т.}}$  – приведенный расход в расчётной точке;

$Q'_{\text{опт}}$  – приведенный расход в точке оптимума);

$D_{1\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;  
 $H_p$  – расчётный напор натурной турбины;  
 $\nu_n$  – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины.  
 Принимается в нашем случае ( $10^\circ\text{C}$ )  $\nu_n = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ;  
 $\nu_{\text{мод}}$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.  
 Выбирается по таблице 3.2, с учетом температуры для модели ( $t_{\text{мод}}$  Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.6)$$

где  $Q'_{\text{Ip}}$  – приведенный расход в расчётной точке;

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_g$  – КПД генератора.

Принимается в нашем случае  $\eta_g = 0,96$ .

Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.7)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$  – мощность гидроагрегата в расчётной точке.

Потребуется округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ( $Z'_{\text{агр}}$ ), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ( $N'_{\text{агр}}$ ). С помощью формулы 3.8:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.8)$$

Поправка КПД

$$\delta = \frac{\eta_t}{\eta_m}, \quad (3.9)$$

где  $\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_m$  – КПД модельной турбины;

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\delta \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.10)$$

где  $n'_{1p}$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

$\delta$  – поправка на КПД;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{min}}}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{расч}}}}, \quad (3.12)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{max}}}}. \quad (3.13)$$

Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.14)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.15)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{max}}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

Рассчитанные параметры для различных диаметров натуральных турбин, ПЛД140-В-45° и РО140-В представлены в таблице 3.4, в таблицу были внесены только те диаметры, зоны работы турбин которых не выходили за пределы ГУХ [Приложение В рисунок В1].

Таблица 3.4 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

	ПЛД140-В-45°					
$D_1$	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
$\eta_T$	0,919	0,919	0,919	0,919	0,919	0,92
$N_{agr}$	156812	138667	138667	208000	208000	208000
$Z'_{agr}$	5,30	4,73	4,25	3,83	3,41	3,05
$Z_{agr}$	6	6	6	4	4	4
$N'_{agr}$	138667	175804	195880	217041	243868	272553
$\delta$	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,012
$n'$	198,1	187,1	177,2	187,1	158,8	150,4
$n'_{синх}$	200	187,5	187,5	187,5	166,7	166,7
$n'_{min}$	71,8	71,3	75,3	71,3	74,7	78,8
$n'_{расч}$	85,8	85,2	89,9	85,2	89,2	94,2
$n'_{max}$	89,5	88,8	93,7	88,8	93	98,2
$Q'_p \cdot \eta_T$	0,8058	0,7188	0,6451	0,7188	0,778	0,695
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,4723	0,4213	0,3781	0,4213	0,456	0,407

Продолжение таблицы 3

	РО 140-В			
$D_1$	4,25	4,5	4,75	5
$\eta_T$	0,901	0,901	0,901	0,901
$N_{agr}$	138667	138667	138667	208000
$Z'_{agr}$	5,80	5,17	4,64	4,19
$Z_{agr}$	6	6	6	4
$N'_{agr}$	143492	160870	179240	198604
$\delta$	1,0124	1,0124	1,012	1,012
$n'$	170,2	160,8	152,3	144,7
$n'_{синх}$	187,5	187,5	166,7	166,7
$n'_{min}$	67,3	71,3	66,9	70,4
$n'_{расч}$	80,4	85,1	79,9	84,1
$n'_{max}$	83,8	88,7	83,3	87,7
$Q'_p \cdot \eta_T$	0,804	0,717	0,644	0,872
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,471	0,420	0,377	0,511

Данные турбины были сопоставлены по следующим критериям:  
 Максимальный КПД;  
 Оптимальная рабочая зона турбины;

Приемлемое число гидроагрегатов;

Зоны работы турбин РО 140-В диаметром 4,75 м и 5 м, также ПЛД140-В-45° диаметром 5; 5,5 и 5,6 м не входят в ГУХ, следовательно принимаем решение не вести расчет этих турбин на высоту отсасывания, поскольку их дальнейший анализ не удовлетворяет условиям выбора оборудования в нашем курсовом проекте.

Таким образом к дальнейшему рассмотрению проходят следующие варианты:

РО 140-В (D1=4,25;4,5)  
ПЛД140-В-45° (D1=4,25;4,5)

### 3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.16)$$

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

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

- а) для максимального напора  $H_{max}$  и номинальной мощности;
- б) для расчетного напора  $H_{расч}$  и номинальной мощности;
- в) для минимального напора  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.17)$$

где  $\Delta H_s$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{нб}(Q_{нб})$ ;

$\Delta Z_{x.пл}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{x.пл} = 0$ , для РО и ПЛД турбин  $\Delta Z_{x.пл} =$



$B_0/2$ . Здесь  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}}, \quad (2.18)$$

Рассчитаны отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленной высоты отсасывания по кривой связи нижнего бьефа.

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Рассчитанные данные

$D_1$	ПЛД140-В-45°		РО140-В	
	4,25	4,5	4,25	4,5
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,472	0,421	0,8042	0,7173
$Q'_p \cdot \eta_T$	0,805	0,719	1,231	1,053
$Q'_{\text{max}}$	0,530	0,478	0,557	0,506
$\eta_{\text{max}}$	0,89	0,88	0,845	0,83
$\sigma_{\text{max}}$	0,084	0,075	0,065	0,065
$Q'_{\text{расч}}$	0,876	0,781	0,883	0,824
$\eta_{\text{расч}}$	0,92	0,9200	0,91	0,87
$\sigma_{\text{расч}}$	0,21	0,17	0,13	0,118
$Q'_{\text{min}}$	0,87	0,74	0,89	0,84
$\sigma_{\text{min}}$	0,079	0,15	0,16	0,065
$Q_{\text{max}}$	149	173	153	158
$Q_{\text{расч}}$	157	189	162	165
$Q_{\text{min}}$	113	136	119	121
$Z_{\text{max}}$	395,9	396,0	395,9	395,9
$Z_{\text{расч}}$	395,9	396,0	395,9	395,9
$Z_{\text{min}}$	395,7	395,8	395,7	395,7
$H_s (H_{\text{max}})$	-1,09	-21,05	-3,77	-1,97
$H_s (H_{\text{расч}})$	-7,00	-10,84	-0,16	-1,86
$H_s (H_{\text{min}})$	6,24	5,41	-1,51	-7,5
min	-7,00	-10,84	-3,77	-7,5

При сравнении данных турбин лучшим вариантом из представленных является турбина ПЛД140-В-45°-425 так, как только она имеет наиболее оптимальную высоту отсасывания. Составляющую -7,00 м. Также выбранная турбина была удовлетворительна при сравнении с другими. Кроме того, на данную турбину существует заводской генератор СВ-855/235-30.

## 3.2 Выбор энергетического оборудования

### 3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{агр}}}{\cos \varphi} \quad (3.19)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$\cos \varphi = 0,8 \div 0,9$  в нашем случае назначаем  $\cos \varphi = 0,9$ . Таким образом:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{агр}}}{\cos \varphi} = \frac{138,667}{0,9} = 154,1 \text{ МВА}, \quad (3.20)$$

Требуемая синхронная частота вращения:

$$n_c = 200 \text{ об/мин}$$

Из справочных данных выбран гидрогенератор СВ-855/235-30. Паспортные данные генератора СВ-855/235-30 приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-855/235-30

Тип	СВ-855/235-32
$S_{\text{ном}}$ , МВА	176,5
$P_{\text{ном}}$ , МВт	150
$\cos \varphi$	0,85
$U_{\text{ном}}$ , кВ	13,8
$n_{\text{ном}}$ , об/мин	200
$n_{\text{уг}}/n_{\text{нок}}$	1,95
ОКЗ	1,12
$x_d''$	0,17
$x_d'$	0,28
$x_d$	1
КПД, %	98
$J, \text{т} \cdot \text{м}^2 \cdot 0,25$	18000
Масса общая, т	890
Диаметр статора, мм	9800
Высота, мм	12305
Исполнение	Зонтичный

### 3.2.2 Расчет спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ( $\varphi = 345 \div 360^\circ$ ) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток, проходящий через спиральную камеру задан тремя главными условиями:

Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.

Обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части [рисунок В.2, приложение В] модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,25 \cdot 4,25 = 1,0625 \text{ м} \quad (3.21)$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,0625 + 0,02 = 1,0825 \text{ м} \quad (3.22)$$

Основные размеры статора для  $D_1 = 4,25$  м:

$$D_a = 6,65 \text{ м}; D_b = 5,66 \text{ м}; D_4 = 6,925 \text{ м}; R = 0,375 \text{ м}; h_1 = 0,38 \text{ м};$$

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,0825 + 2 \cdot 0,38 = 1,843 \text{ м} \quad ..(3.23)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику  $v_{\text{вх}} = f(H_p)$  (Рисунок 3.4), откуда  $v_{\text{вх}} = 9,5$  м/с.

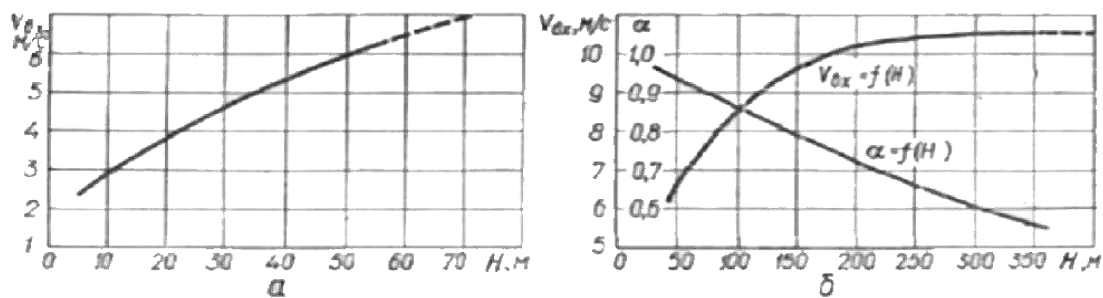


Рисунок 3.4 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры:  
а – осевые турбины; б – радиально-осевые турбины

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{уст}}{9,81 \cdot \eta_T \cdot H_{расч}} = \frac{920000}{9,81 \cdot 0,919 \cdot 97} = 145,72 \quad (3.24)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 145,72 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 139,65 \quad (3.25)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{вх}} = \frac{139,65}{9,5} = 14,7 \text{ м} \quad (3.26)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{14,7}{3,14}} = 2,16 \text{ м} \quad (3.27)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \sqrt{p_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,463 + \sqrt{2,16^2 - \left(\frac{1,843}{2}\right)^2} = 5,42 \text{ м} \quad (3.28)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + p_{вх} = 5,42 + 2,16 = 7,58 \text{ м} \quad (3.29)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 5,42 - \sqrt{5,42^2 - 2,16^2} = 0,45 \quad (3.30)$$

При принятом значении:

$$\frac{1}{c} = 0,47 \quad (3.31)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,958 \quad (3.32)$$

Последовательно задавая ряд значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в Таблицу 3.8

Таблица 3.8 – Данные для построения металлической спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	М	М	М <sup>2</sup>	М	М <sup>2</sup>	М <sup>2</sup>	М	М	М
345	0,958	0,451	3,121	2,271	1,507	1,96	3,83	4,682	2,164	5,421	7,58
330	0,917	0,431	2,985	2,136	1,461	1,89	3,58	4,430	2,105	5,355	7,46
315	0,875	0,411	2,849	2,000	1,414	1,83	3,33	4,182	2,045	5,289	7,33
300	0,833	0,392	2,714	1,864	1,365	1,76	3,09	3,937	1,984	5,220	7,20
285	0,792	0,372	2,578	1,729	1,315	1,69	2,85	3,695	1,922	5,150	7,07
270	0,750	0,353	2,442	1,593	1,262	1,61	2,61	3,457	1,859	5,078	6,94
255	0,708	0,333	2,306	1,457	1,207	1,54	2,37	3,221	1,795	5,003	6,80
240	0,667	0,313	2,171	1,322	1,150	1,46	2,14	2,990	1,729	4,926	6,66
225	0,625	0,294	2,035	1,186	1,089	1,38	1,91	2,761	1,662	4,846	6,51
210	0,583	0,274	1,899	1,050	1,025	1,30	1,69	2,537	1,593	4,762	6,35
195	0,542	0,255	1,764	0,915	0,956	1,21	1,47	2,316	1,522	4,674	6,20
180	0,500	0,235	1,628	0,779	0,883	1,12	1,25	2,098	1,449	4,581	6,03
165	0,458	0,215	1,492	0,643	0,802	1,02	1,04	1,885	1,373	4,481	5,85

Так как спиральная камера, для дальнейших углов  $\varphi$  принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты ( $\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{5,66}{2} = 2,83$ ).

Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel (Рисунок 3.9).

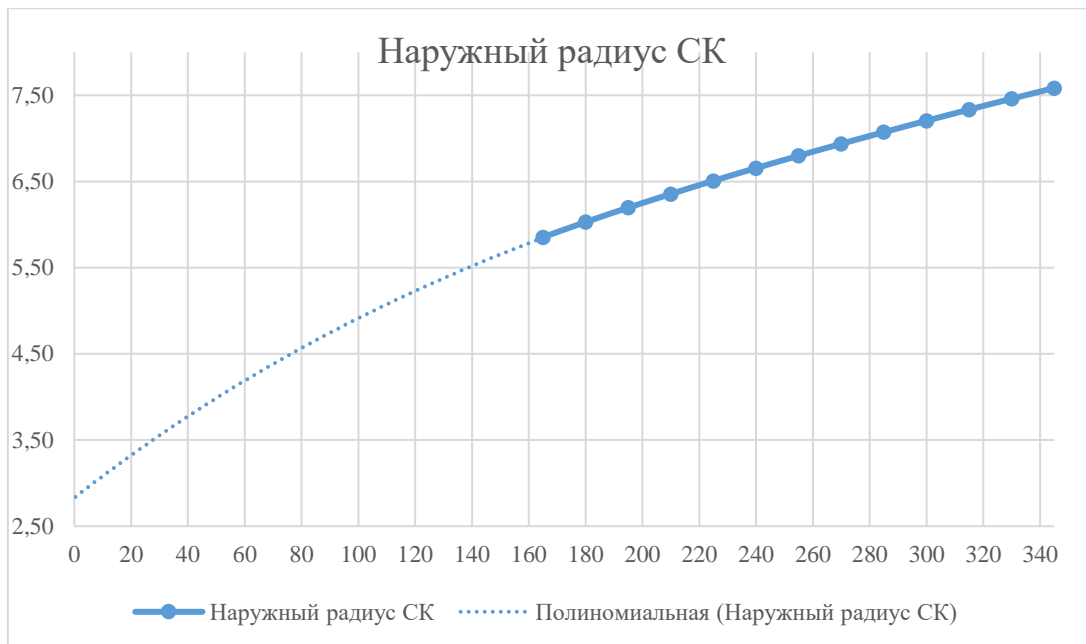


Рисунок 3.9 – Измерение наружного радиуса спиральной камеры

$$R = f(\varphi) \tag{3.33}$$

С шагом в  $15^\circ$  сняты значения  $R_B$  в зависимости от угла  $\varphi$

Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} \tag{3.34}$$

где  $a_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \tag{3.35}$$

Данные расчётов эллиптических сечений представлены в таблице 3.9

Таблица 3.9 – Данные эллиптических сечений

$\varphi^\circ$	$p_1, \text{м}$	$p_2, \text{м}$	$R, \text{м}$
150	1,6073	1,1574	5,65
135		1,0354	5,45
120		0,9133	5,25
105		0,7607	5,00
90		0,6082	4,75
75		0,4434	4,48
60		0,2725	4,20
45		0,0895	3,90

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{145,72}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,47} = 49,36 \quad (3.36)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{145,72 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,0825)}{49,36} = 0,434 \quad (3.37)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left( \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,434) = 23^\circ \quad (3.38)$$

После данного расчёта построен теоретический эскиз спиральной камеры круглого сечения (Рисунок 3.5). При построении были использованы данные таблиц 3.8 и 3.10.

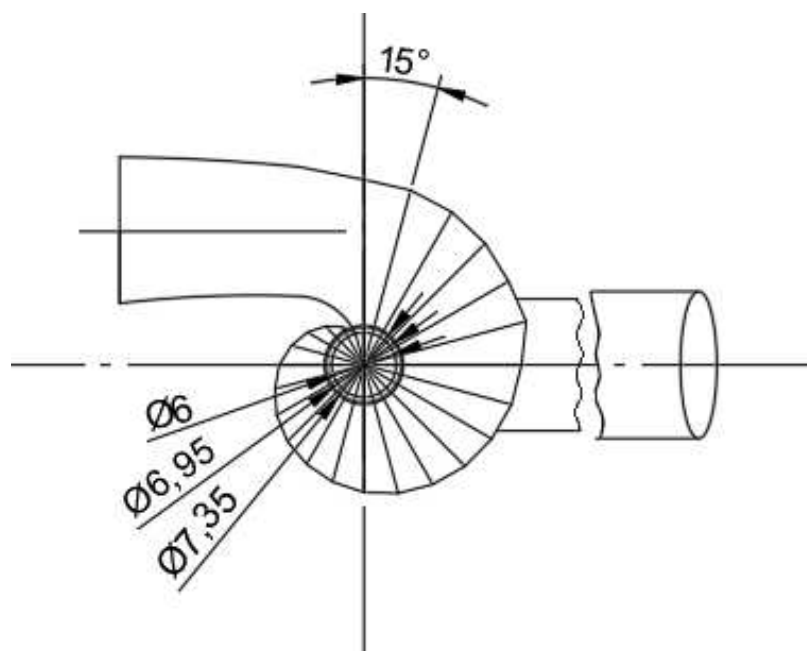


Рисунок 3.5 – Спиральная камера, вид сверху

### 3.2.3 Выбор типа и размеров маслonaпорной установки и регулятор частоты вращения

Габаритные размеры маслonaпорной установки определены объёмом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По монограмме подобран следующий тип маслonaпорной установки для  $H_{max} = 138,5$  и  $D_1 = 4,25$ : МНУ 6,3/1-40-8-2, где:

6,3 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

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

8 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

Для поворотной-лопастной турбины выбирается электрогидравлический регулятор с одним регулирующим органом ЭГР-2И1-100-11 (1983 г):

ЭГР – электрогидравлический регулятор

2И1 – на интегральных микросхемах

100 – диаметр главного золотника

11 – гидромеханическая колонка 11-го исполнения



## 4 Электрическая часть ГЭС

### Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт · МВт	кВ	о. е.	кВ	МВ · А	км
6 · 150	13,8	0,85	500	400	156

Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ ;

Время использования установленной мощности  $T_{\text{max}} = 4000$  ч/год;

Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ ;

Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ .

Расположение подстанции: Якутия (Республика Саха), правый приток реки Алдан.

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединения является наиболее важным этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «серебряный бор» с высшим напряжением 220 кВ. С помощью данной подстанции будет подключена в сеть ПС «Нижне-Типтонская 550», которая запроектирована в 75 км от створа гидроузла.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки (Рисунок 4.1).

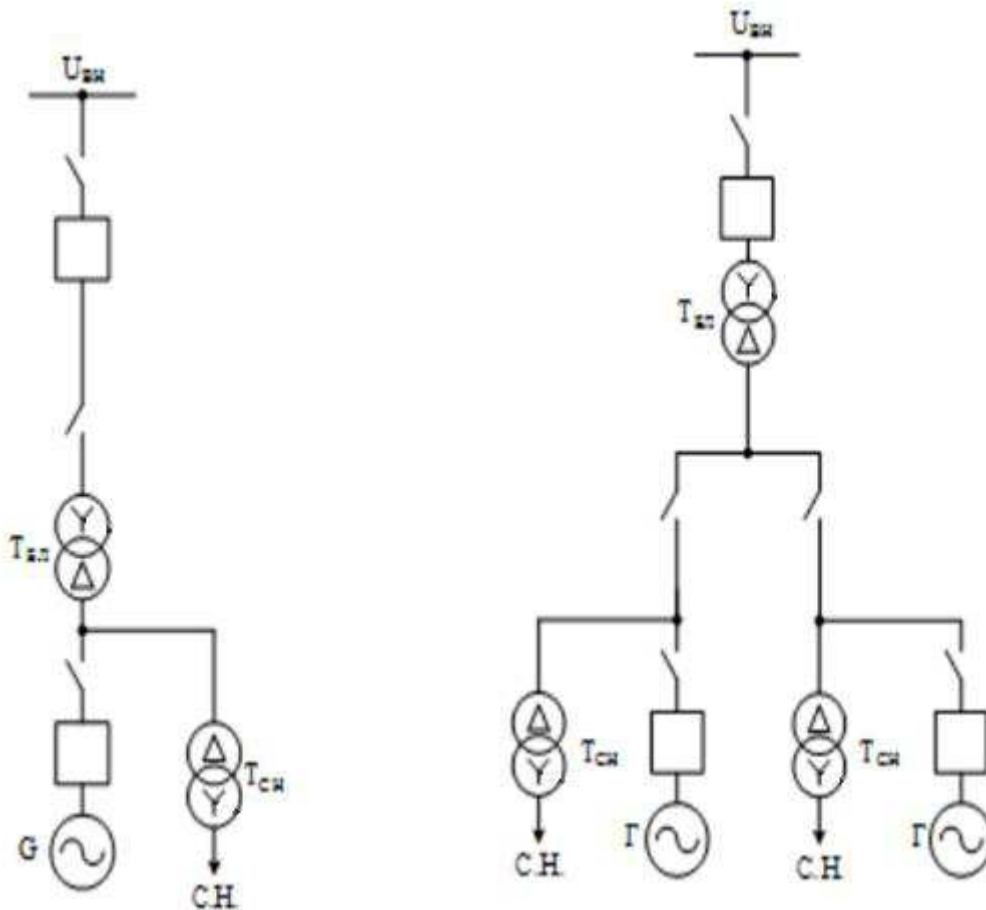


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ 855/235-30. Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ 855/235-30

Номинальная мощность		$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	$\eta, \%$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$P_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
177	150	13,8	0,85	98	0,17	0,28	1

## 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{150 - 150 \cdot 0,005}{0,85} = 149,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;  
 $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт;  
 $\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-250000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/500

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
250	525	13,8	13	600	250	0,45

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

$T_{\text{пл}}$  – время плановых простоев блока в течение года, принято:  $T_{\text{пл}} = 30 \text{ ч}$ ;

$\omega$  – параметр потока отказов блока, в нашем случае:  $\omega = 0,025 \text{ ед/год}$ ;

$T_{\text{в}}$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов,  $T_{\text{в}} = 60 \text{ ч}$ .

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч} \quad (4.4)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.5)$$

где  $n_T$  – число трансформаторов в блоке,  $n_T = 1$ ;

$\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода трансформатора, МВт;

$t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,25 \cdot 8729 = 2182,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.6)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.7)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;

$n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$  – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{T \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,600}{1} \cdot \left( \frac{149,12}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 543,40 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.8)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.9)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

$\beta_1, \beta_2$  – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,11 \cdot 10^{-3} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$\begin{aligned} I_{\Pi \text{ одиноч}} &= 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 2182,25 + 0,11 \cdot 10^{-3} \cdot 543,40 = \\ &= 20,2 \text{ тыс р./год} \end{aligned}$$

Издержки для всей станции (6 одиночных блоков):

$$I_{\Pi} = 6 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 6 \cdot 20,2 = 121,23 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.10)$$

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

Задачей трансформатора является способствование выдаче мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{150 - 0,005 \cdot 150}{0,85} = 298,24 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.11)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-400000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/500

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
400	525	13,8	13	400	350	0,4

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2405 \text{ ч/год} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,35 \cdot 8729 = 3055,15 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,600}{1} \cdot \left(\frac{298,24}{400}\right)^2 \cdot 2405 = 1069,59 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{П укрупн}} = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3055,15 + 0,11 \cdot 10^{-3} \cdot 1069,59 = 28,67 \text{ тыс. руб/год}$$

Издержки для всей станции (3 укрупненных блока):

$$I_{\text{П}} = 3 \cdot I_{\text{П укрупн}} = 3 \cdot 28,67 = 86,02 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.13)$$

В соответствии с расчетами была установлена экономическая целесообразность установки укрупнённых блоков. Однако разница в издержках не критична, то отдаем предпочтение одиночному блоку поскольку его надежность является одним из важнейших факторов выбора оборудования при проектировании станции высокой надежности.

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах. Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.14)$$

Таким образом имеем:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{832}{0,85} = 4,89 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «ЭНСОНС» выбирается трансформатор ТСЗН-6000/13,8. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗН-6000/13,8

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
6000	13,8	6	8

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{832 - 0,005 \cdot 832}{0,85} = 973,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 900 \text{ МВт}.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (500 кВ):

$$K = 1.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85;$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1, \quad (4.16)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{832 - 0,005 \cdot 832}{1 \cdot \frac{900}{0,85}} + 1 = 1,78 \approx 2. \quad (4.17)$$

Рабочий ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = \frac{973,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,559 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau}, \quad (4.19)$$

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

$\alpha_{\tau} = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

$$I_{\text{расч}} = 0,559 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,587 \text{ кА} \quad (4.20)$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 500 кВ плотность тока -  $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$ . Тогда сечение провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{587}{1,1} = 534 \text{ мм}^2. \quad (4.21)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток  $I_{\text{дд}} = 945 \text{ А}$ , с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = \frac{973,93}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1118,95 \text{ кА}. \quad (4.22)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}} ;$$

$$945 \text{ А} > 1118,95 \text{ А}.$$

По условию нагрева проверка не проходит. По номинальному сечению соответствующего по ПУЭ класса напряжения нет, поэтому принимаем решение о большем количестве линий  $n = 3$ .

Повторяем расчёт:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = \frac{973,93}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,375 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

$$I_{\text{расч}} = 0,375 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,394 \text{ кА} \quad (4.24)$$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{394}{1,1} = 357,83 \text{ мм}^2. \quad (4.25)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = \frac{973,93}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 562,3 \text{ кА}. \quad (4.26)$$

$$945 \text{ А} > 562,3 \text{ А}.$$

Условие по нагреву выполняется.

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС - 500/64. Параметры провода АС - 500/64 приведены в таблице 4.6.



Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС – 500/64

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
3	0,059	0,413	$2,74 \cdot 10^{-6}$

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР)

Рассматриваемые схемы электрических соединений различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.27)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (1033,83 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 1558 млн руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{ТСН}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (74 млн руб);

$K_{КРУЭ}$  – стоимость КРУЭ (244,4 млн руб);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_{\text{одиноч}} = 6 \cdot 1033,83 + 3 \cdot 74 + 10 \cdot 244,4 = 8,87 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_{\text{укрупн}} = 3 \cdot 1558 + 3 \cdot 74 + 8 \cdot 244,4 = 6,61 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.28)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 8,87 + 121,23 \approx 1,33 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 6,61 + 86,02 \approx 0,991 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.29)$$

$$P = \frac{1,33 - 0,991}{1,33} \cdot 100\% \approx 25,5\%.$$

По результатам расчета видно, что данные варианты значительно отличаются, однако поскольку различие не критично и учитывая первостепенную важность надежности проектируемой станции, предпочтительней является схема с одиночным блоком.

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

Число присоединений КРУЭ – 500 кВ равно 10 (1 служебное присоединение, 3 ЛЭП 500 кВ и 6 блоков). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант полуторной схемы. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.1.

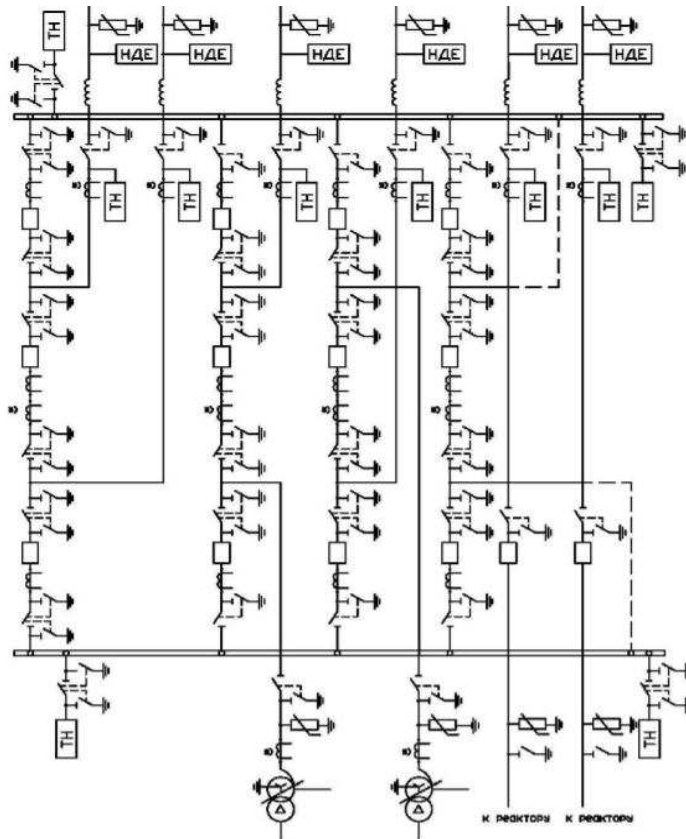


Рисунок 4.1 – Схема РУ ВН 500 кВ:

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

##### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{515^2}{400} = 663,06 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{663}{314 \cdot 0,035} = 60,33 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

Параметры генераторов:

$$E_\Gamma = E_\Gamma'' \cdot U_{НОМ,\Gamma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ.} \quad (4.32)$$

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,17 \cdot \frac{13,8^2}{177} = 0,183 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,183}{314 \cdot 0,045} = 0,013 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

$$R_{\Gamma} = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 600 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 2,55 \text{ Ом.} \quad (4.36)$$

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{525} = 0,03 \text{ о. е.} \quad (4.37)$$

Параметры линии:

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,413 \cdot 156 = 64,43 \text{ Ом.} \quad (4.38)$$

$$R_{\text{Л}} = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,059 \cdot 156 = 9,2 \text{ Ом.} \quad (4.39)$$

#### **4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс. Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»**

В ПВК RastrWin 3 создан файл динамики, занесены исходные данные для расчетной схемы и рассчитаны необходимые значения величин (рисунки 4.2-4.7). Результаты расчёта в точках КЗ приведены в в таблице 4.7

RastrWin3 - C:\Users\fatez\OneDrive\Рабочий стол\4 курс\Ст\22.rst<динамика.rst>

Файлы Расчеты Открыть Окна Помощь Стиль

20:49:59 14:12:2020

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Графика x

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	V_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		515				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		515				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		14				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		14				
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г5		14				
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Блок 5		14				
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Г6		14				
14	<input type="checkbox"/>			зак	14	Блок 6		14				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

RastrWin3 - C:\Users\fatez\OneDrive\Рабочий стол\4 курс\Ст\22.rst<динамика.rst>

Файлы Расчеты Открыть Окна Помощь Стиль

20:50:07 14:12:2020

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Графика x

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	V	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	5		Г2 - Блок 2							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	9,20	64,43					
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	8		Г3 - Блок 3							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	9	10		Г4 - Блок 4							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	3		Блок 4 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057
9	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	11	12		Г5 - Блок 5							
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	3		Блок 5 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057
11	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	13	14		Г6 - Блок 6							
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	14	3		Блок 6 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - КРУЭ	2,55	143,33					0,057

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

RastrWin3 - C:\Users\fatez\OneDrive\Рабочий стол\4 курс\Ст\22.rst<динамика.rst>

Файлы   Расчеты   Открыть   Окна   Помощь   Стиль

20:50:21 14:12:2020

Узлы/Несим/ИД   Ветви/Несим/ИД   Генератор/Несим   Состав/Несим   Графика

	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Генератор 1	1	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594
2		2	Генератор 2	4	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594
3		3	Сеть	6	56,870	625,000	56,870	625,000	56,870	56,870	515,000
4		4	Генератор 3	7	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594
5		5	Генератор 4	9	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594
6		6	Генератор 5	11	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594
7		7	Генератор 6	13	0,013	0,183	0,013	0,183	0,039	0,550	15,594

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

RastrWin3 - C:\Users\fatez\OneDrive\Рабочий стол\4 курс\Ст\22.rst<динамика.rst>

Файлы   Расчеты   Открыть   Окна   Помощь   Стиль

20:52:35 14:12:2020

Узлы/Несим/ИД   Ветви/Несим/ИД   Генератор/Несим   Состав/Несим   Графика

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1			3ф	1					49,1305

Рисунок 4.5 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

RastrWin3 - C:\Users\fatez\OneDrive\Рабочий стол\4 курс\Ст\22.rst<динамика.rst>

Файлы   Расчеты   Открыть   Окна   Помощь   Стиль

20:53:23 14:12:2020

Узлы/Несим/ИД   Ветви/Несим/ИД   Генератор/Несим   Состав/Несим   Графика

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1	1			3ф	3					7,0307

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1
1	1		1ф	3					3,5153

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.7– Результаты расчёта в точках КЗ

Вид не симметрии	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_{уд}$ , кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	49,13	135,51
	КРУЭ – 500 кВ	7,03	19,41
Однофазное КЗ	КРУЭ – 500 кВ	10,51	28,98

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.40)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент генератора РУ, соответственно  $k_{уд} = 1,95$  для данной мощности и  $k_{уд} = 1,85$  для класса напряжения 500 кВ.

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

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

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

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 4,81 = 5,05 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max} (\text{РУВН}) = 1,05 \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot (U_{Т,ном} - 5\%)} = 1,05 \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 498,75} = 0,289 \text{ кА}. \quad (4.42)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{973,93}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 515} = 0,375 \text{ кА.} \quad (4.43)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{973,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 515} = 0,562 \text{ кА.} \quad (4.44)$$

#### 4.6.5 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:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист.}} \quad (4.45)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб мах.}} \quad (4.46)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (4.47)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч.}} \quad (4.48)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–20 УЗ и разъединитель РВРЗ–20/8000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.



Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20/63/8000	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб}} = 5050 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_y = 70,93 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 250 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 25,72 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$
	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 25,72^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 59,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-20/63/8000:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,72 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 27,21 \text{ кА}. \quad (4.49)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 66,95 \text{ кА}. \quad (4.50)$$

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}. \quad (4.51)$$

$$66,95 \geq 27,21$$

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы в цепях генераторов представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Мощность	Точность	Производитель
Ротор				
Автоматический синхронизатор	RS-485	8 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		18 Вт		
Статор				
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS-485	40 Вт	0,5	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		50 Вт		

#### 4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 5050 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН-П1-20 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ Т155-500 производства группы «ЭлектроПул».

КРУЭ серии Т115 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.12.

Таблица 4.12– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	710
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1550
Испытательное напряжение коммутационного импульса, кВ	1250
Номинальный ток, А	6300
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток динамической стойкости, кА	164
Ток термической стойкости, кА	63
Номинальный ток отключения выключателя, кА	63
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,5s
Для измерений	0,5s
Для защиты	5p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,5s
Для измерений	0,5s
Для защиты	5p

## **5 Релейная защита и автоматика**

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.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### **5.1 Релейная защита и автоматика**

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. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### **5.2 Технические данные защищаемого оборудования**

Технические данные:

- Параметры генератора в таблице 5.1.
- Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/500 в таблице 5.2.
- Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС в таблице 5.3.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-855/235-30
мощность номинальная	полная	177 МВА
	активная	150 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50 Гц
частота вращения		200 об/мин
число фаз обмотки статора (число параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		7405 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1595 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		260 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1
	переходное $X'd$	0,28
	сверхпереходное $X''d$	0,17
емкость обмотки статора		1,1 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/500

Тип	ТДЦ-250000/500
мощность номинальная	250 МВА
номинальное напряжение	525/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	13 %
группа соединений	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗН-6000/13,8/6
мощность номинальная	13,8 МВА
номинальное напряжение	13,8/6 кВ
напряжение короткого замыкания	8 %
группа соединений	D/Ун-11

### 5.3 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-855/235-30– 177 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

– 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;

– Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-250000/500:

– Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

– Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);

– Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;

– Резервная максимальная токовая защита;

– Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;

– Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

– Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита 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;

Защиты воздушных линий 500 кВ:

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

Резервные защиты:

– Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

– 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

– Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

– УРОВ 500 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

– Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

– Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– Защита от перегрузки;

– Реле тока охлаждения.

## 5.4 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные.

На генераторном напряжении:

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{177}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 7,405 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{K_{сх} I_{нг}^{(1)}}{K_{тт}} = \frac{1 \cdot 7405}{8000/5} = 4,63 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{ном,ВГ1} = \frac{I_{ном,рот}}{1,2255} \cdot U_{ном,рот} = \frac{1565}{1,2255} \cdot 260 = 332 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 400 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{ном,2} = \frac{S_{ном,ВГ1}}{U_{ном,рот}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 260} = 888,23 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{ном,рот2} = \frac{I_{ном,2}}{K_{тт}} = \frac{888,23}{1000/5} = 4,44 \text{ А} \quad (5.5)$$

## 5.5 Описание защит и расчет их уставок

### 5.5.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора- это основа быстродействующей чувствительной ( $I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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:  $I_{ном} = 7405 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{ср0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном}, \quad (5.6)$$

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 7405 = 370,25 \text{ A.}$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.7)$$

$$I_{ср0} \geq 0,1 \cdot 4,63 = 0,46 \text{ A.}$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

$$\text{Принимаем уставку: } I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{ном} = 0,15 \cdot 4,63 = 0,69 \text{ A.}$$

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

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

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

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

$I_{max}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{max} = \frac{E''_{Г}}{x''_d} \cdot I_{ном}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,17} \cdot 1565 = 1040,27 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$



где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{max} = 10402,7 \text{ А}.$$

Тогда:

$$K_T > \frac{1040,27 \cdot 2}{10402,7} = 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{OTS} = (2 \div 12) \cdot I_{ном}$ .

Принимаем уставку:  $I_{OTS} = 6 \cdot I_{ном} = 27,78 \text{ А}$ .

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

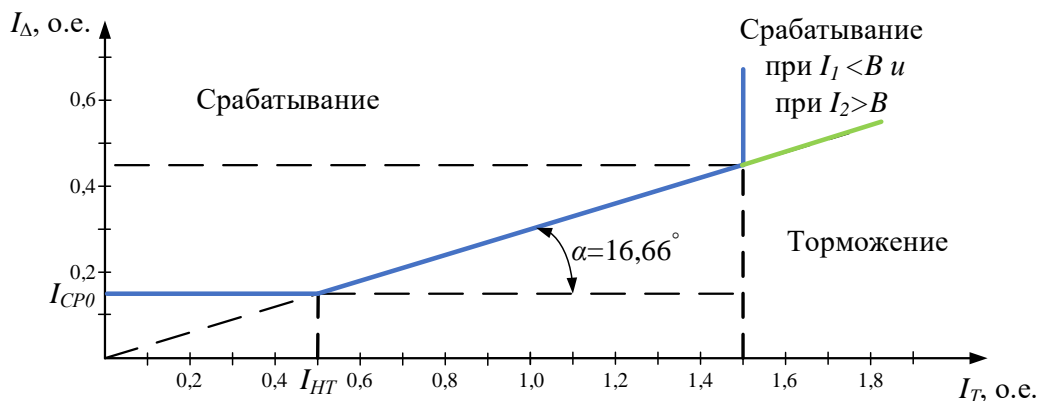


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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 гармонике 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.

Расчет  $U_{0\text{эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной руководящими указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 4.2.

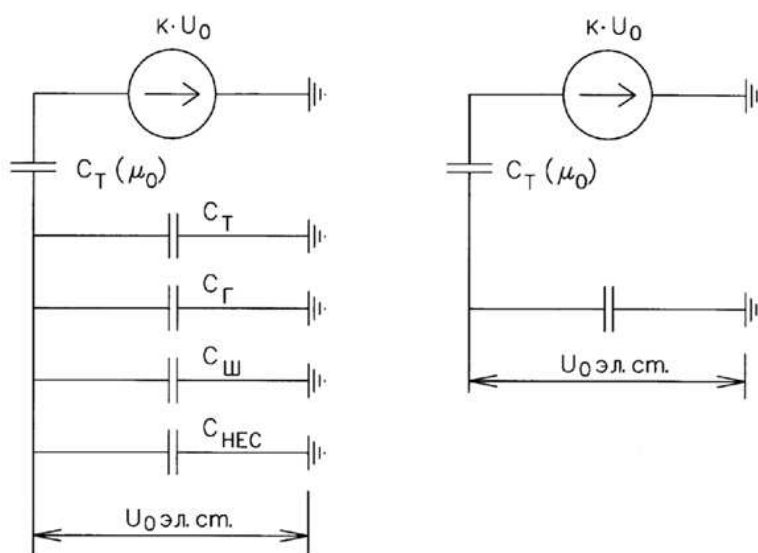


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,015 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,27 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

где  $C_T (\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу;

$C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,015 мкФ/фазу;

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

$C_{\text{ВГ}}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0)+C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 101040 \frac{0,015}{0,015+1,27} = 589,73 \text{ В} \quad (5.14)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,015 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,27 = 9,52 \text{ А}. \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0\text{ЭЛСТ}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 589,73}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)}$$

$$U_{CP} \geq 11,69 \text{ В.}$$

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

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 12 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 20 В и выдержкой времени 0,5 с 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 третей 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  $K_T$ :

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

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

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

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

Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

#### **5.5.4 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  $I_{*2}$ :

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

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

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2СИГН} = (0,05 - 0,07)$ ;

$I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2ПУСК}$ ) 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  $t_{макс} = 600$  с.

Тогда:

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

Уставка равна:

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

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 4.3.

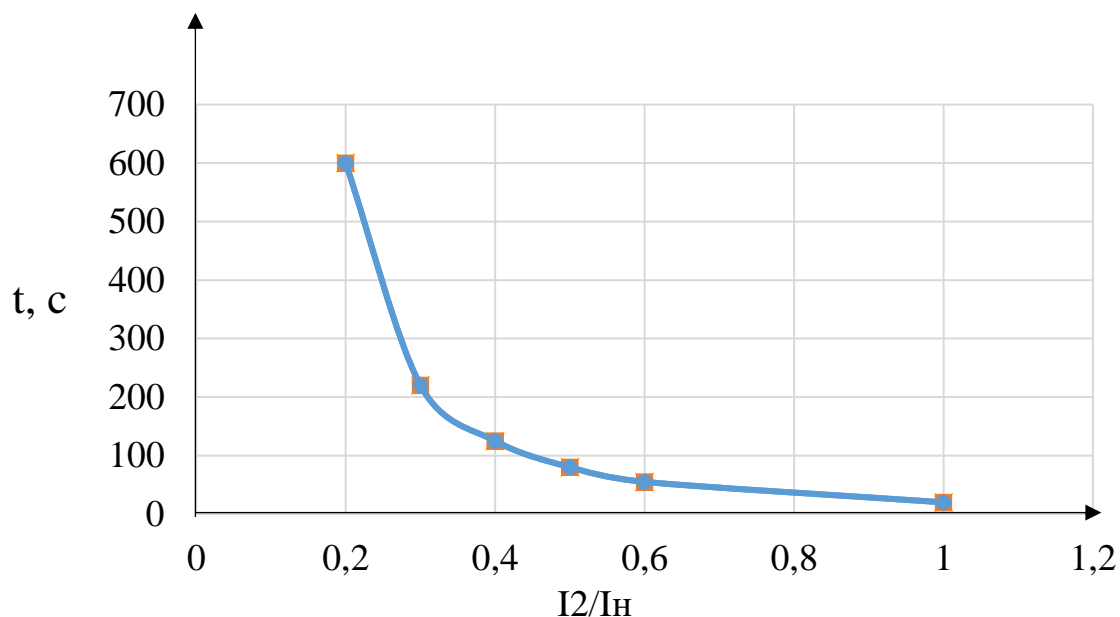


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{OTC}}$ ) 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:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.28)$$

$$\text{где } X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 64,43 \cdot \frac{177}{525^2} = 0,04; \quad (5.29)$$

$$\text{где } X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,17 \cdot \left(\frac{525}{13,8}\right)^2 = 246 \quad (5.30)$$

$X_{d''\text{ВН}}$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\Gamma}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{177}{250} = 0,092 \quad (5.31)$$

$X_{\Gamma}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 500 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (246 + 0,092 + 0,04)} = 0,0016 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0016 \cdot 2 \cdot \frac{525}{13,8} = 0,12 \quad (5.32)$$

ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2С.З.} = 0,25$ .

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 7,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.



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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 4,63 = 4,95 \text{ A}, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 4,63 = 5,09 \text{ A}. \quad (5.34)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

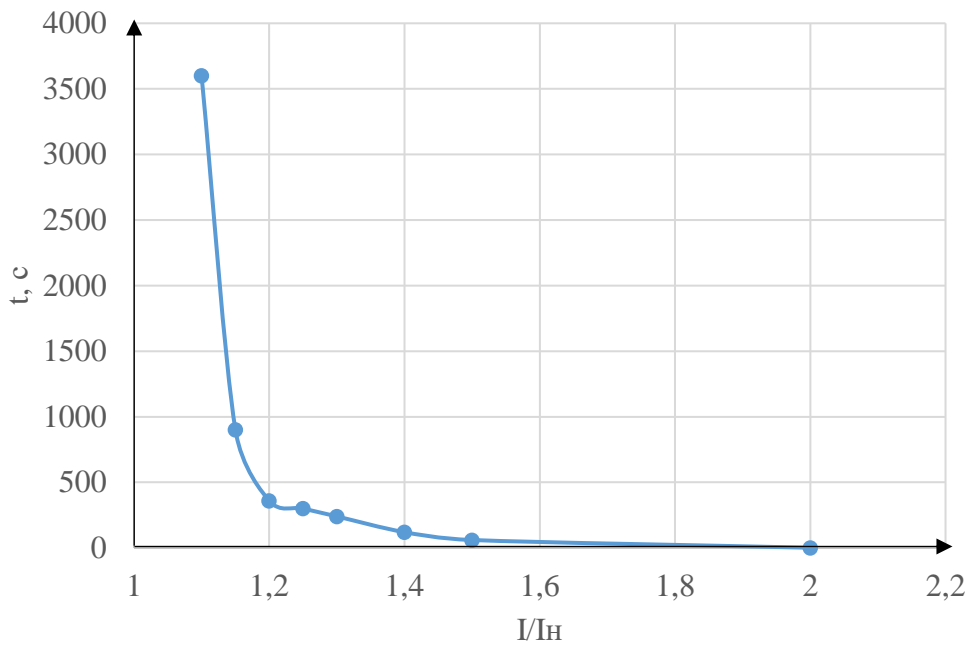


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{НОМ} = 1,429 \cdot 4,63 = 6,61 \text{ А}, \quad (5.35)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ .

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.36)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.5.6 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.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 143,33 + \frac{0,8}{3} \cdot 65,08 = 132,02 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_T = \frac{0,13 \cdot 525^2}{250} = 143,33 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,092 \cdot \frac{177}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{177}{525^2} \cdot 65,08 = 0,052,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,052 \cdot 1,08 = 0,056 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

Сопротивление линии 500 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{64,43^2 + 9,2^2} = 65,08 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{177} = 1,08.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,056 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,65 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,65 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7405} = 1,08 \text{ Ом,} \quad (5.41)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{1} = 3,25, \quad (5.42)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,9^\circ$ .  
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{177} = 0,378 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{с.з.л.}} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,03 \cdot 8000 / 5}{13800 / 100} = 4,38 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,38 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{см1}} = 0,1 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{см2}} = 0,66 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

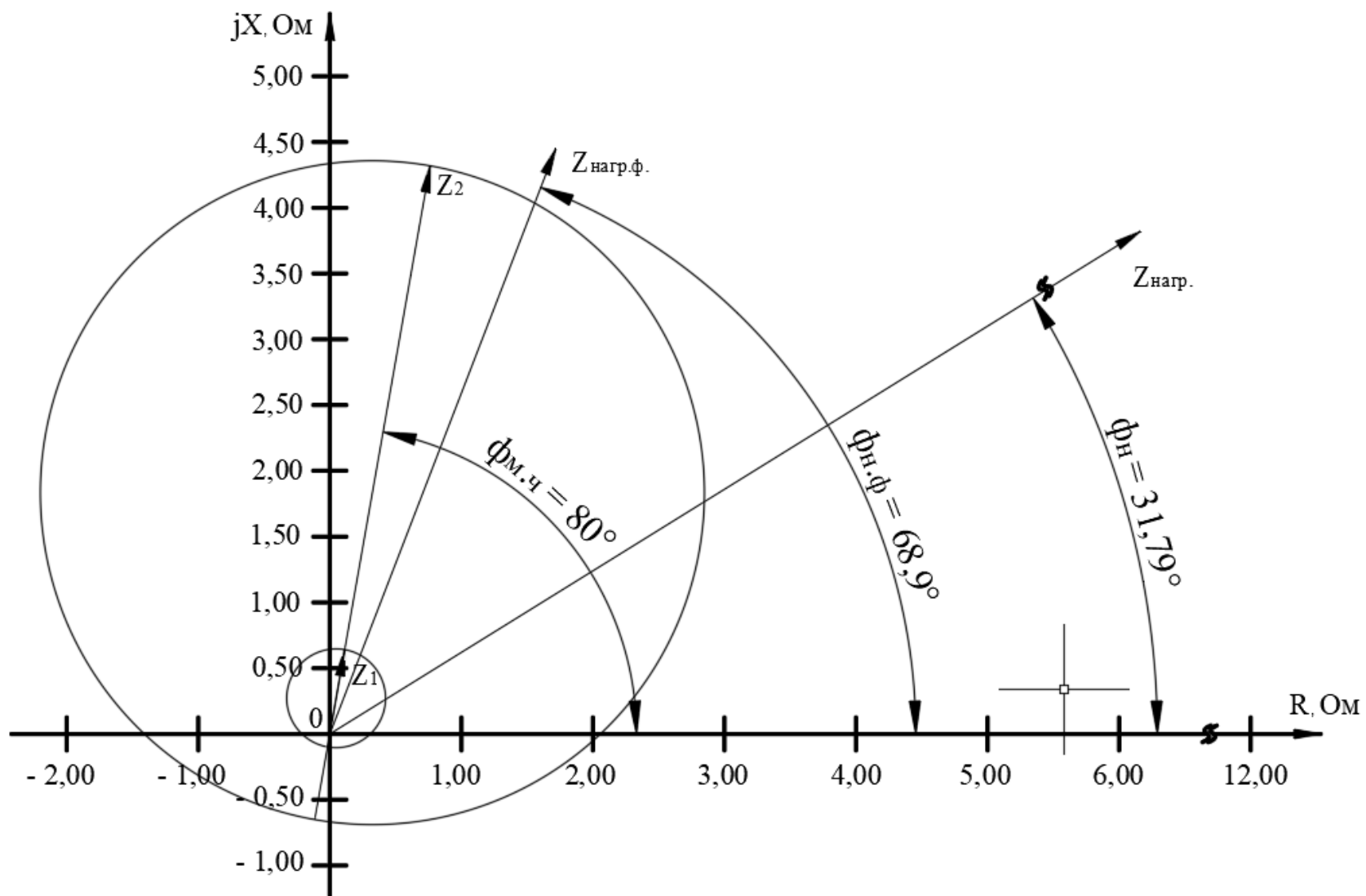


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.5.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.49)$$

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 5.5.

Таблица 5.5 – 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
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

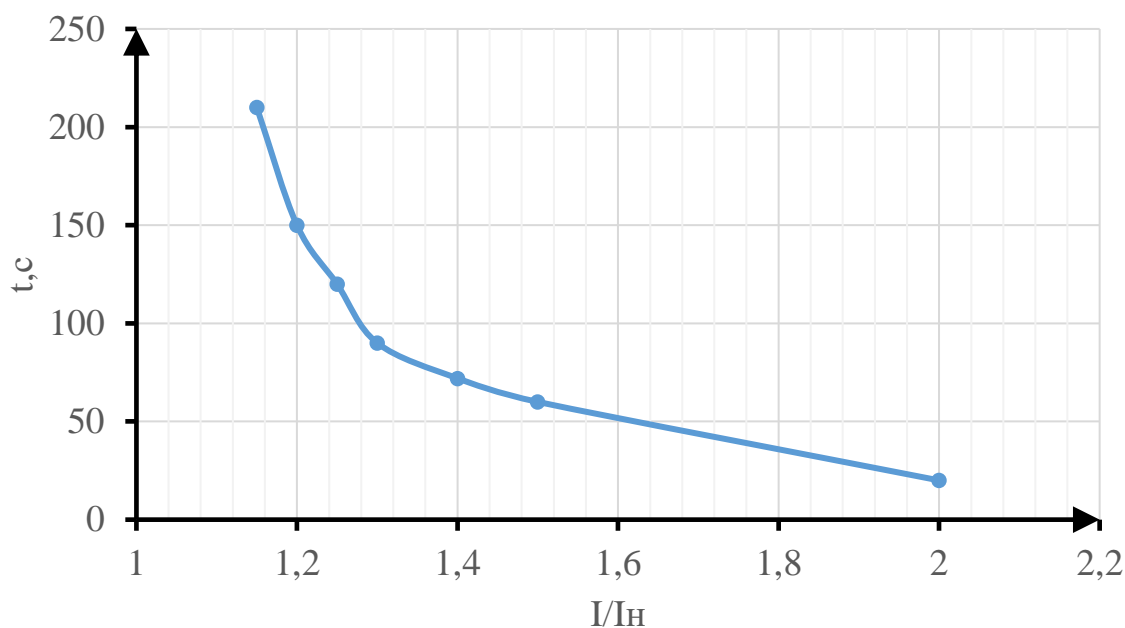


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,25 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.50)$$

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

## 5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

Выбор уставок защит был выведен в общую таблицу [Приложение Г таблица Г 1], а также матрица отключений в [Приложение Г таблица Г 2].



## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=140$  м) и типа грунтов оснований (скальное основание – гранит), присвоен: I.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации. По установленной мощности ( $N=832$  МВт), присвоен: 2.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 22254 человек, что более 20000), присвоен: 1.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это 1 класс.

### 6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью  $\nabla$ ГБП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_s \quad (6.1)$$

где  $h_s$  – превышение гребня бетонной плотины над расчётным уровнем в ВБ.

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

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос бетонной плотины;  $\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,5 м.

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

где  $\alpha_w$  – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.);  $V_w$  – скорость ветра;  $L$  – длина разгона волны, м;  $K_w$  – коэффициент, принимаемый по таблице 2;  $d$  – средняя глубина водохранилища;  $g$  – ускорение свободного падения.

Для скорости ветра  $V_w = 16$  м/с принимаю  $K_w = 1,74 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 1750$  м.

Методом последовательных приближений находим  $\Delta h_{set}$ , присваивая величине  $\Delta h_{set}$  находящейся в знаменателе нулевое значение.

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{535,00 - 395,00}{2} = 70,00 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона в первом приведении

$$\Delta h_{set} = \frac{1,74 \cdot 10^{-6} \cdot 16^2 \cdot 1750}{9,81 \cdot 70} \cos 0 = 0,0011 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1750}{16^2} = 67,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{16} = 13244,$$

где  $t = 6$  ч - период развития волн на водохранилище.

По верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ . Результаты выведены в таблицу 6.1

Таблица 6.1. Параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ .

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$
67	0,015
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
13244	0,081

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot v^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 16^2}{9,81} = 0,39 \text{ м,} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{1,45 \cdot v}{g} = \frac{1,45 \cdot 16}{9,81} = 2,36 \text{ с.} \quad (6.6)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,36^2}{2 \cdot 3,14} = 8,74 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Условие  $d = 70 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 4,37 \text{ м}$  выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,39 \cdot 2,3 = 0,90 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где  $k_i = 2,3$  – коэффициент.

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{ran} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,46 \cdot 1,5 \cdot 0,90 = 1,77 \text{ м} \quad (6.9)$$

где  $k_r=1$  и  $k_p=0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, укрепленного железобетонными плитами [6],  $k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по [6],  $k_{ran}=1,46$  – коэффициент.

$$h_s = 1,77 + 0,0011 + 0,8 = 2,58 \text{ м} \quad (6.10)$$

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью  $\nabla$ ГБП наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (6.12)$$

$$\nabla\text{ГБП} = 535,00 + 0,90 + 0,0011 + 0,8 = 536,70 \text{ м}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 529,50 + 1,6 \cdot 5,5 = 538,30 \text{ м,} \quad (6.13)$$

где  $H_{ст} = 5,5 \text{ м}$ , определено в разделе 2.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равно 538,30 м.

### 6.3 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- a) ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- b) отметку гребня водослива;
- c) пропуск поверочного расхода;
- d) форму водосливной поверхности;
- e) сопряжение потока в нижнем бьефе;
- f) размеры гасителей;
- g) способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуск расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для проверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

### 6.4 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр}}{t_{сраб}} = \quad (6.14)$$
$$= 1292 - (6 - 1) \cdot 111 - \frac{5700000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 370,00 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $Q_{max}$  – максимальный основной расход 1% обеспеченности,

$Q_{ГЭС}$  – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}$$

где  $q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} \quad (6.15)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ ,  $УНБ = 399,20$  м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 399,20 - 395,00 = 4,20 \text{ м} \quad (6.16)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,00 м/с.

$$q_{\text{р}} = 5,00 \cdot 4,20 = 21,00 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 21,00 = 26,25 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{370,00}{26,25} = 14,16 \text{ м} \quad (6.17)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 8$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{14,16}{8,00} = 1,77 \approx 2,00 \quad (6.18)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8,00 \cdot 2,00 = 16,00 \text{ м}; \quad (6.19)$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка примем 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 16,00 + (2 - 1) \cdot 4,00 = 20,00 \text{ м.} \quad (6.20)$$

### 6.5 Определение отметки гребня водослива.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка без вакуумной водосливной стенки типа  $B$  ( $m \approx 0,49$ ).

$$H_{01} = \left( \frac{370,00}{0,49 \cdot 16,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,86 \text{ м,} \quad (6.22)$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

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

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

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы водосливной ( $\sigma_\phi = 1$ ).

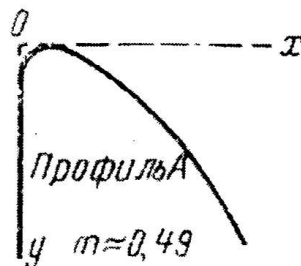


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.24)$$

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

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,20 \cdot 4,86 \cdot 0,45}{8,00} = 0,945,$$

$$H_{02} = \left( \frac{370,00}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,945 \cdot 1 \cdot 16,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,04 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.25)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.26)$$

$$v_0 = \frac{370,00}{(535,00 - 395)(16,00 + (2 - 1) \cdot 4,00)} = 0,133 \text{ м/с,}$$

$$H = 5,04 - \frac{1,1 \cdot 0,133^2}{2 \cdot 9,81} = 5,04 \text{ м.}$$

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

$$H_{ст} = 5,50 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 535,00 - 5,50 = 529,50 \text{ м.} \quad (6.27)$$

## 6.6 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{p.пов} = Q_{пов.max} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол.вдхр.} + V_{пр.}}{t_{сраб}} = \quad (6.28)$$

$$= 1527 - (6 - 1) \cdot 111 - \frac{5700000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 607,00 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

$$H_{01пов.} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{607,00}{0,49 \cdot 16,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,73 \text{ м.} \quad (6.29)$$

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

$$H_{02пов.} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,73 \cdot 0,45}{8,00} = 0,924,$$

где  $m_{пов.}$  – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{пов.} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} - 0,05 \left( \frac{H_{01пов.}}{H_{ст}} \right)^2 \right], \quad (6.31)$$

$$m_{пов.} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{6,73}{5,50} - 0,05 \cdot \left( \frac{6,73}{5,50} \right)^2 \right] = 0,505,$$

$$H_{02пов.} = \left( \frac{607,00}{0,505 \cdot 1 \cdot 0,924 \cdot 1 \cdot 16,00 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,96 \text{ м.}$$

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha v_{0пов.}^2}{2g}, \quad (6.32)$$



$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (6.33)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{607,00}{(536,50 - 395,0) \cdot (16,00 + (2-1) \cdot 4,00)} = 0,214 \text{ м/с},$$

$$H_{\text{пов}} = 6,96 - \frac{1,1 \cdot 0,214^2}{2 \cdot 9,81} = 6,96 \text{ м}.$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\text{ФПУ}_p$  заданную  $\nabla\text{ФПУ} = 140,00$  м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 529,50 + 6,96 = 536,46 \text{ м}. \quad (6.34)$$

$\nabla\text{ФПУ} > \nabla\text{ФПУ}_p$ , пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 1527,00 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}}$ . Расчеты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0,00	0,69	15	7,70	3,10	29	15,40	13,54	43	23,10	29,54
2	0,55	0,20	16	8,25	3,64	30	15,95	14,36	44	23,65	30,77
3	1,10	0,04	17	8,80	4,20	31	16,50	15,53	45	24,20	32,01
4	1,65	0,00	18	9,35	4,80	32	17,05	16,57	46	24,75	33,24
5	2,20	0,03	19	9,90	5,43	33	17,60	17,64	47	25,30	34,48
6	2,75	0,15	20	10,45	6,09	34	18,15	18,73	48	25,85	35,71
7	3,30	0,33	21	11,00	6,79	35	18,70	19,85	49	26,40	36,95
8	3,85	0,55	22	11,55	7,53	36	19,25	21,00	50	26,95	38,18
9	4,40	0,80	23	12,10	8,29	37	19,80	22,17	51	27,50	39,42
10	4,95	1,09	24	12,65	9,09	38	20,35	23,37	52	28,05	40,65
11	5,50	1,41	25	13,20	10,00	39	20,90	24,59	53	28,60	41,89
12	6,05	1,77	26	13,75	10,78	40	21,45	25,84	54	29,15	43,12
13	6,60	2,17	27	14,30	11,67	41	22,00	27,07	55	29,70	44,36
14	7,15	2,61	28	14,85	12,59	42	22,55	28,30	56	30,25	45,59

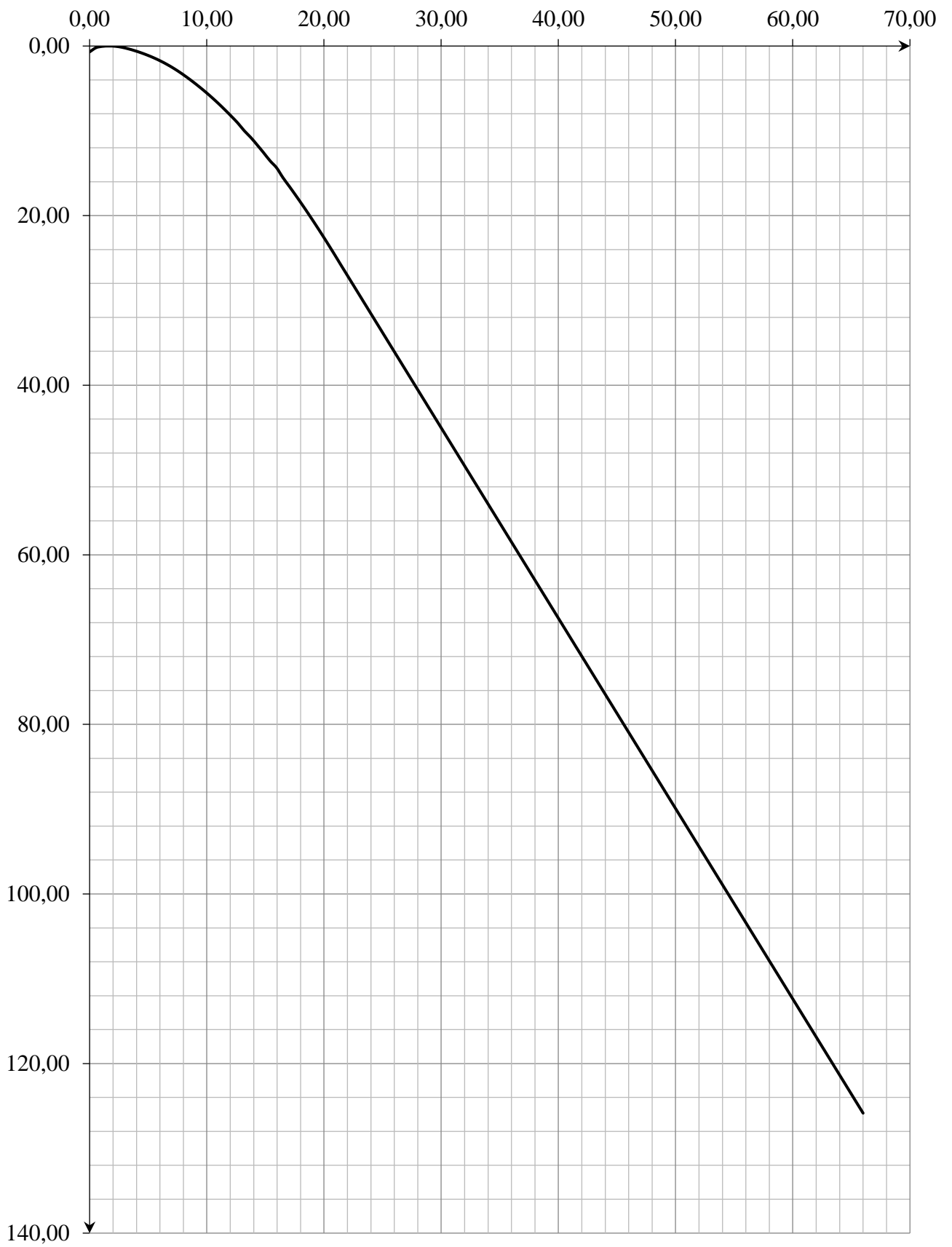


Рисунок 6.2 – Очертание оголовка плотины практического профиля

## 6.7 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 2.4). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

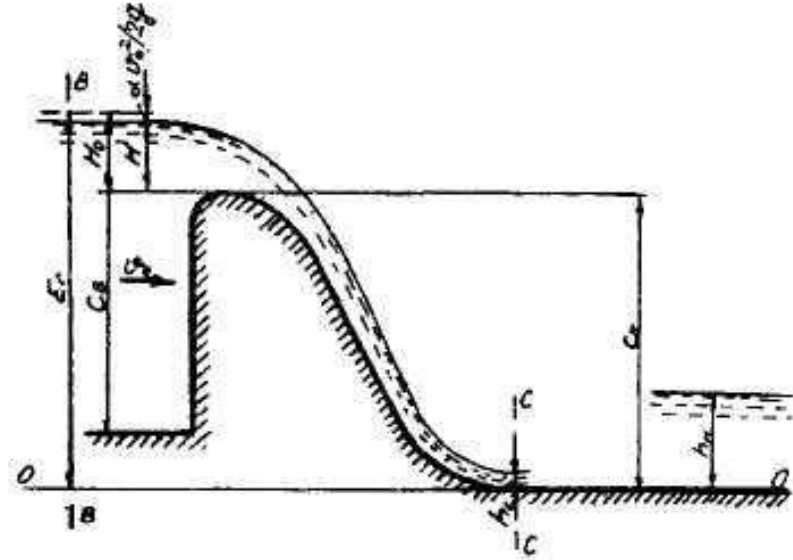


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{сн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 370,00^2}{9,81 \cdot (20,00)^2}} = 3,38 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 535,00 - 395,00 = 140,00 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{140,00}{3,38} = 41,37 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h_c''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,115$  и  $\xi_{T_0}'' = 4,0$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{\cdot} = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,115 \cdot 3,38 = 0,39 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$h_c^{\cdot\cdot} = \xi_c^{\cdot\cdot} \cdot h_{кр} = 4,00 \cdot 3,38 = 13,54 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при  $Q_{осн}=1292,00 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{НБ} = 4,20 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c^{\cdot\cdot} > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (известняк) высотой более 40 м (высота плотины 140 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

### 6.8 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2)м = 4,60 + 2,0 = 6,60 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где  $h_{НБ}^{max} = 4,60 \text{ м}$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 395,00 + 6,60 = 401,60 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 535,00 - 401,60 = 133,40 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 133,40} = 46,04 \text{ м/с}, \quad (6.43)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{18,59}{46,04} = 0,40 \text{ м}, \quad (6.44)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{46,04^2}{9,81 \cdot 0,40} = 535,22. \quad (6.45)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.46)$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9;  $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;  $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 140,00 \text{ м}$ .

Таким образом:

$$L = 0,9 \cdot 133,40 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{140,00}{133,40} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 177,69 \text{ м}.$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > (0,5 \div 0,6) \cdot Z_0, \\ 177,69 > 70,00.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина размыва – яма:

$$H_P = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.47)$$

где  $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$ ;  $d$  – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

Таким образом:

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{535,22}\right) \cdot \sqrt{535,22} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,20}{1}} \cdot 0,40 = 30,28,$$

$$H_p = 30,28 - 4,20 = 26,08 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1}, \quad (6.48)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.49)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,40 \cdot \cos 30^\circ + 6,60 - 4,20)}{46,04^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,36,$$

$$L_1 = 177,69 + \frac{30,28}{0,36} = 260,71 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла равна:

$$\begin{aligned} b_p &= 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 3,38 + 3,7 \cdot 26,08 \\ &= 104,96 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.50)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{\text{кр}}$ , где  $h_{\text{кр}}$  – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{\text{кр}} = 2,5 \cdot 3,38 = 8,46 \text{ м.} \quad (6.51)$$

## 6.9 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации для пропуска основного расхода.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{p.в.} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}} + V_{\text{пр.}}}{t_{\text{сраб}}} = \frac{5700000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 367 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.52)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}} \quad (6.53)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{\text{во}}$  – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$  – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное 1.

Для того, чтобы определить  $H_{\text{во}}$  нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия  $h=3,00$  м, тогда нижняя отметка донного отверстия 395,00 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 395,00 + \frac{h}{2} = 396,50 \text{ м}, \quad (6.54)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 535,00 - 396,50 = 138,50 \text{ м}, \quad (6.55)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{367,00}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 138,50}} = 8,79 \text{ м}^2, \quad (6.56)$$

Так как высота отверстия 3,00 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{8,79}{3,00} = 2,93 \text{ м}, \quad (6.57)$$

Округлим до 3,00 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 3,00 \cdot 3,00 = 9,00 \text{ м}^2, \quad (6.58)$$

## 6.10 Конструирование плотины

### 6.10.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;

устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

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

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани можно принять равным  $m=0,67 \div 0,7$ .

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 535,00 - 392,00 = 143,00 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_6 + (2 \div 3)), \quad (6.60)$$

где  $\delta_6 = 0$ ,  $\nabla_{\text{дна}} = 395,00$  м.

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 395,00 - 3,00 = 392,00 \text{ м,}$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 143,00 = 100,00 \text{ м} \quad (6.61)$$

### 6.10.2 Разрезка плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции



сквозными температурно-усадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b; \quad (6.62)$$

где  $b_c$  – ширина секции с учетом разрезного быка,

$b$  – ширина пролета в свету,

$\delta_b$  – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 10,00 + 4,00 = 14,00 \text{ м.}$$

### 6.10.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4,00 м. Минимальная толщина между пазами 0,80 м. Ширина быка по гребню 20,00 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### 6.10.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с бетонной или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

### 6.10.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 16 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3,00 м, высотой – 3,50 м. Галереи находятся на отметке:  $\nabla 395,00$  м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,50 м, высотой – 4,00 м. Галереи находятся на отметках: ∇408,00 м, 424,00 м, 440,00 м, 456,00 м.

### 6.10.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматриваются вертикальные дрены, которые имеют выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 15 см, расстояние между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$  необходимо принимать не менее минимально допустимого, которое равно 2 м, и при соблюдении следующего условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{140,00 \cdot 1,25}{25} = 7,00 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для второго класса принимается равным 1,25;

$J_{cr.m}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины;

$H_{max}$  – напор над расчетным сечением:

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 535,00 - 395,00 = 140,00 \text{ м}; \quad (6.64)$$

Таким образом,  $a_{др}$  принимается равным 10,00 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 7,00$  м.

### 6.10.7 Противофильтрационные устройства в основании

На скальном основании устраиваем вертикальные цементационную завесу и дренаж. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 3.4.

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 100,00 = 10,00 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

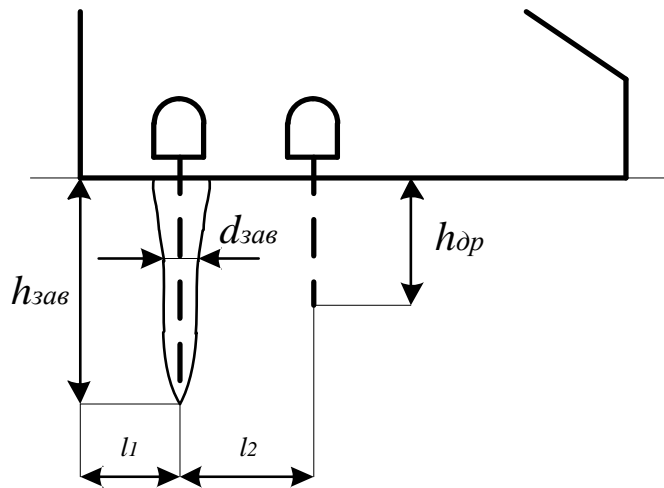


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы и дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 14,00$  м.

Глубина завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 140,0 \approx 70,0 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.67)$$

где  $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБс. н.}) \cdot 0,6 = 83,58$  м – потерь напора на цементационной завесе;

$J_{кр} = 15$  критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$  коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 83,58 \cdot 1,25 / 15 = 6,7 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 70,0 \approx 35,0 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

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

### 6.10.8 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании, схема представлена на рисунке 6.5.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 535,00 - 395,70 = 139,30 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.70)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.71)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 139,30 = 55,72 \text{ м,} \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,20 \cdot H_d = 0,20 \cdot 139,30 = 27,86 \text{ м,} \quad (6.73)$$

$$H_t = 3,70 \text{ м.}$$

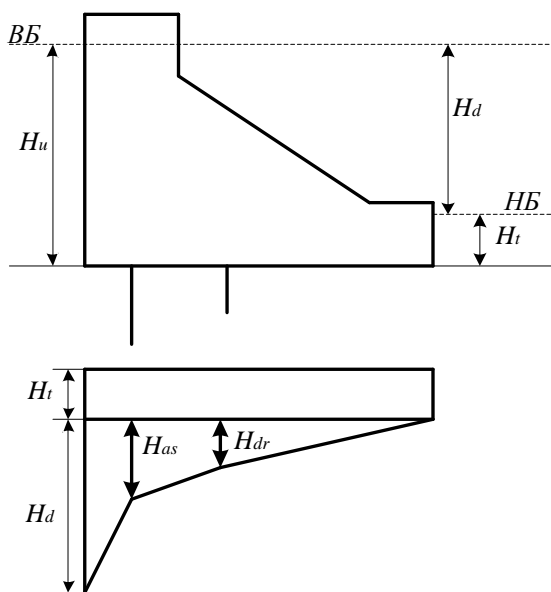


Рисунок 6.5 – Фильтрация на скальном основании

## 6.11 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.11.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 7730,38 \text{ м}^2,$$

$$S_{\delta} = 8196,78 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = & (6.74) \\ &= \frac{7730,38 \cdot 8,00 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8,00 + 4,00} = 121336,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = -20,82 \text{ м. м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_{\delta} &= \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{8196,78 \cdot 4,00 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8,00 + 4,00} & (6.75) \\ &= 64328,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

$$Y_{\delta} = -22,38 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.76)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = \\ &= (536,50 - 529,50 + 0,5) \cdot 8,00 = 60,00 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.77)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 60,00 \cdot \sqrt{60,00} \cdot 9,81 = 250,76 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{250,76}{8,00 + 4,00} = 20,90 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

### 6.11.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа НПУ:

$$\begin{aligned} T_{\text{В}} &= \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 143,00^2}{2} \\ &= 100302,35 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.79)$$

где  $H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 143,00 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,70^2}{2} = 67,15 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

где  $H_{\text{Н}} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 3,70 \text{ м}$ .

### 6.11.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2608,24 = 25586,83 \text{ кН}.$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{с.п.}}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,70 = 36,30 \text{ кН.} \quad (6.81)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 370,00 = 3629,70 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.82)$$

#### 6.11.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = \quad (6.83)$$

$$= 10 \cdot 5,00 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 24,50 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 5,00 \text{ м,}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{5,00 \cdot 24,50}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.84)$$

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.85)$$

$$p_{гр} = 15,29 \cdot 2 \cdot t g^2 \left( 45 + \frac{39}{2} \right) = 763,38 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{763,38 \cdot 2}{2} = 763,38 \text{ кН} \quad (6.86)$$

### 6.11.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,90^2}{8,74} = 0,29 \text{ м} \quad (6.87)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \quad (6.88)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,90 \cdot \left( \frac{8,74}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = 12,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8,74}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,90 = 1,1 \text{ м.} \quad (6.89)$$

### 6.11.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Сбор нагрузок действующих на плотину изображены графически [приложении Д, рисунок Д 1]

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.



Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	100302,35	47,67	4781078,45
Тн	1,00	←	67,15	-1,23	-82,82
Gб	0,95	↓	61111,91	-22,38	- 1367684,61
Gпл	0,95	↓	115269,24	-20,82	- 2399905,62
Wвзв	1,00	↑	3629,70	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	25586,83	24,82	635065,23
Qз	0,9	↓	18,81	-46,96	-883,18
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	12,93	141,95	1835,40
$E_{\text{н}}$	1,20	→	73,50	4,67	343,00
F		↔	100321,63		
N		↓↑	147183,43		
M		Σ	1649765,85		

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \quad (6.90)$$

$$= -\frac{147183,43}{100,00} + \frac{6 \cdot 1649765,85}{100,00^2} = -481,97 \text{ кН/м}^2,$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 143,00 \quad (6.91)$$

$$= -1402,83 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 143,00 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -481,97 \text{ кН/м}^2; \quad (6.93)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 143,00 = -1402,83 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

1) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{147183,43}{100,00} - \frac{6 \cdot 1649765,85}{100,00^2} = -2461,69 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.95)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -2461,69 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 3,70 \cdot (1 - 0,78^2) \\ &= -1511,91 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.96)$$

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

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 3,70 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 3,70 - 2461,69) \cdot 0,78 = 1891,81 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -2461,69 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 3,70 \cdot 0,78^2 \\ &= -3937,31 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,70 = -36,30 \text{ кН/м}^2 \quad (6.99)$$

Расчёт крайевых напряжений сведу в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-481,97	-2461,69
$\sigma_x$	-1402,83	-1511,91
$\tau_{xy}$	0	1891,81
$\sigma_1$	-481,97	-36,30
$\sigma_3$	-1402,83	-3937,31

### 6.11.8 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.100)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;  $\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{lc} = 1,0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;  $\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;  $R_b = 7,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;  $\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы;  $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1,0$  – при особом сочетании нагрузок.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-3937,31| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$49201,63 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.101)$$

$$-481,97 \text{ кПа} < 0.$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.102)$$

$$481,97 \text{ кПа} \geq 357,50 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.11.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.103)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (115269,24 + 61111,91 - 3629,70 - 25586,83 + 18,81) \\ &\quad \cdot 0,8 + \\ &+ 150 \cdot 100,00 = 132746,74 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.104)$$

где  $\tan \varphi = 0,8$  – внутреннее трение для грунта основания (скала);

$c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы [3];

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 10,00 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = \\ &= 100302,35 - 67,15 + 12,93 + 73,50 = 100321,63 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.105)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{132746,74 \cdot 0,95}{100321,63 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7 Безопасность гидротехнических сооружений. Охрана труда. Пожарная безопасность.**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Безопасность гидротехнических сооружений Нижне-Тимптонская ГЭС является одной из наиболее важных задач службы эксплуатации.

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

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Нижне-Тимптонская ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

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

### **7.2 Охрана труда**

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражающееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с

общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ - подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников Кызыльской ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Конституция Российской Федерации, статьи 7, 37[23];
- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации», в том числе ст. 227-231 (о несчастных случаях на производстве)
- Федеральный закон от 24.07.1998. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями);
- Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н);
- Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80);
- ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения;

И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

На Кызыльской ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Инструктажи во всех подразделениях на Кызыльской ГЭС будут

производить только высококвалифицированные работники.

Целью внедрения СУОТ является обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения

### **7.3 Пожарная безопасность**

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

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Нижне-Тимптонская ГЭС гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

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

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

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



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

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

## 8 Охрана окружающей среды

### 8.1 Общие сведения о районе строительства

Бассейн реки Тимптон является притоком реки Алдан, который расположен в Республике Саха (Якутия), Тимптонский гидроузел расположен в 80 км от села Большой Намныр.

Длина реки Тимптон составляет 664 км. Исток реки находится на Становом хребте, на краю границы Нерюнгринского района. Водосборная площадь проектируемого Тимптонского гидроузла, представляет собой горную местность, верхняя часть которой достигает высоты 1100 м над уровнем моря. Площадь водосборного бассейна составляет 44 400 км<sup>2</sup>. Ширина реки до 210 м, глубина до 7 м. Среднегодовой расход воды реки Тимптон 532 м<sup>3</sup>/с, объем стока 17 км<sup>3</sup>/год.

Общее количество притоков реки составляет 435 длиной не меньше 10 км. Основные притоки реки Тимптон, являются реки Амунали, Кавакта, Орогоччу, Номина, Якут, Амнуакта.

Питание реки дождевое и снеговое, однако, преобладает дождевое. Тип водного режима восточносибирский, с высоким весенним половодьем. Также дождевые паводки в теплый период года по объему составляет 48% годового стока.

В Нерюнгинги преобладает резко континентальный климат, где средняя января температура составляет -30,4°С. Средняя температура июля +16°С. Годовая сумма осадков около 830 мм.

В районе площадки строительства Тимптонского ГУ обитает 85 вида охотничьих ресурсов. Из них 17 вида млекопитающих, 68 видов птиц.

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

Водные биологические ресурсы реки Тимптон на участке строительства Нижне-Тимптонской ГЭС представлены следующими видами: лещ, плотва, судак, стерлядь, щука и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Сал на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных

вод в р. Тимптон необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

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

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

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [2, 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, 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 двутрети

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.

Объём попадающего под сведение леса составляет порядка 27 млн м<sup>3</sup>.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2. Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранную зону;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### 8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Строительство Нижне-Тимптонского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- Очистка от древесной и кустарниковой растительности, планировка территории;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- Строительство основных сооружений.

Данное мероприятие при строительстве предусматривается по подготовке ложа водохранилища и достигаются минимизация воздействия на окружающую среду отходами строительства.

Процессы при создании водохранилища:

-Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

- Изменение процессов переноса и оседания наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Тимптон.

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

По требованиям СП от 01.07.1985 № 3907–85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища нужно выполнить следующие работы:

- Очистка территории от остатков строений и мусора;
- Вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- Засыпка искусственных углублений и цементирование скважин.
- Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- Подготовка ложа водохранилища, срубка леса и очистка территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

## 8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M_6 = \frac{N_6 \cdot q_6}{100\%} \cdot \rho_6, \text{ т}, \quad (8.1)$$

где  $N_6$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

$q_6$  – удельный норматив образования, %;

$\rho_6$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.

$$M = \frac{2022200 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 99000 \text{ т}, \quad (8.2)$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M_M = \frac{N_M \cdot q_M}{100\%} \cdot \rho_M, \text{ т}, \quad (8.3)$$

$N$  – количество арматуры, т;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>;

$$M = \frac{266 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 5,3 \text{ т}, \quad (8.4)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 99000 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 5,3 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.

## 8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

При эксплуатации Нижне-Тимптонского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель - генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.
- В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:
  - Регулирование водным режимом водотока;
  - Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
  - Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в воду, а также при проведении ремонтов.

В связи с тем, что на расстоянии 75 км вниз по течению от ГЭС находится населенный пункт – п. Серебряный бор, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [27], требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Большой Енисей от сбросов Нижне-Тимптонской ГЭС ниже по течению реки.

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2031	2032	2033	2034	2035
Установленная мощность	МВт	832	832	832	832	832
Число часов использования установленной мощности	Часы	5764	5764	5764	5764	2524
Выработка электроэнергии	МВт·ч	4795417	4795417	4795417	4795417	4795417
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7954	47954	7954	47954	47954
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	4747463	4747463	4747463	4747463	4747463
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	2531	2786	3065	3374	29717
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	12017	13228	14555	16019	17634
НДС к выручке	млн.руб	2002	2204	2425	2669	2939

По данным из таблицы 1 видно, что при росте тарифа на электроэнергию увеличивается «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке».

Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

### 9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия нужны для лучшей унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».



ЕСУ представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы 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	212,316
Прочие	274,0	227,957
Итого по ГЭС	-	440,273

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма млн.руб
АО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	112,630
АО «АТС»	0,001097тыс.руб/МВт·ч	7,885
АО «ЦФР»	0,000318тыс.руб/МВт·ч	2,285
Итого	-	122,802

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Тимптон составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2034	2035
Амортизационные отчисления, млн.руб.	1461,3	1461,3	1461,3	1461,3	1461,3
Расходы на страхование, млн.руб.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	330,2	440,3	440,3	440,3	440,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	77,03	77,03	77,03	77,03	77,03
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	91,3	122,8	122,8	122,8	122,8
Налог на воду, млн.руб.	20,1	34,5	34,5	34,5	34,5
Итого, млн.руб.	3704,3	3860,3	3860,3	3860,3	3860,3

По данным из таблицы 9.5 видно, что по мере реализации проекта увеличиваются затраты и основные расходы приходятся на Амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, также они и другие величины наглядно показывают постепенный рост, связанный с вводом нового оборудования. В

последующие года затраты становятся неизменными, что приводит к росту прибыли проекта.

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 20%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2036	2037	2038	2039	2040
Налог на прибыль, млн.руб.	4195,6	4710,3	5282,3	5914,6	6643,9
НДС, млн.руб.	4243,3	5516,3	6070,9	6678,9	7348,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
Налог на имущество, млн.руб.	2107,3	2075,1	2043,0	2010,8	1978,7
Итого, млн.руб.	10554,3	12309,8	13404,3	14612,5	15979,3

По данным таблицы 9.6 видно, что основные налоговые отчисления приходятся на НДС и налог на прибыль, это связано с тем, что Нижне-Тимптонская ГЭС обладает большой установленной мощностью, следовательно, на ней вырабатывается и реализуется большое количество электроэнергии. Следовательно, появляются значительные суммы налогов, выплачиваемые станцией государству.

Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

#### 9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка (нетто), млн.руб.	15666,9	17241,0	18965,2	20867,4	22966,0
Текущие расходы, млн.руб.	3860,3	3860,3	3860,3	3860,3	3860,3
ЕВІТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	18800,4	20689,2	22758,2	25040,9	27559,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	3760,1	4137,8	4551,6	1080,4	1432,8
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	221,2	1558,9	2941,7	5008,1	5511,8
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы видно, что величина прибыли растет вместе с увеличением выдаваемой мощности ГЭС.

На рисунке 9.1 изображен график изменения чистой прибыли по годам.

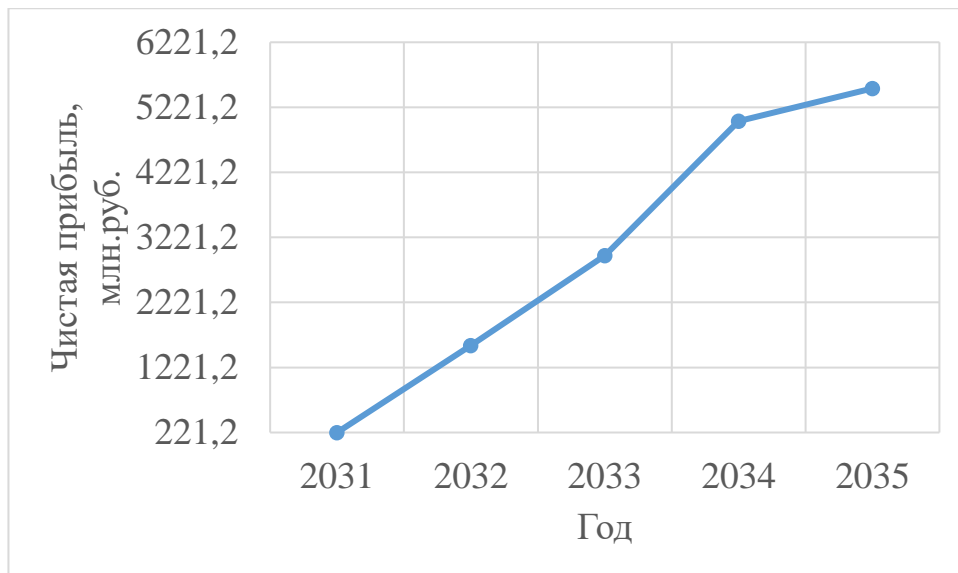


Рисунок 9.1 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» рост цен на электроэнергию и мощность в прогнозируемом периоде ведет к росту чистой прибыли.

### 9.5 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 9.2.

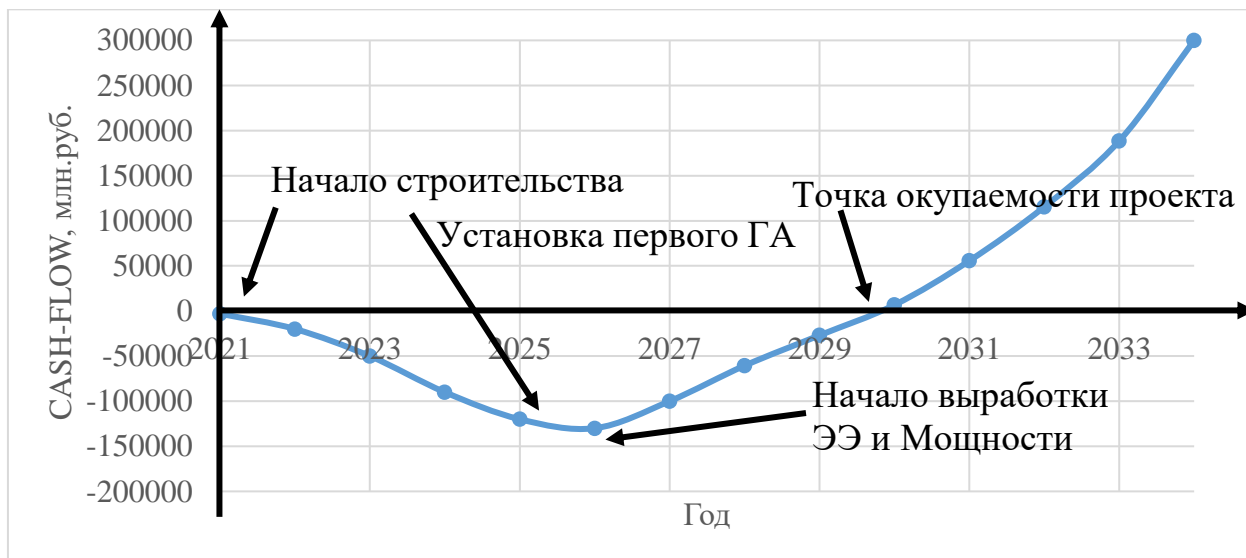


Рисунок 9.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Данный график говорит нам, что проект будет приносить убытки до ввода первого агрегата и начала производства электроэнергии и мощности. Затем доход начинает покрывать затраты и приносить прибыль. Также из графика видно, что после ввода всех агрегатов, проект окупиться через 9 лет.

## **9.6 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ.

## **9.7 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 для Нижне-Тимпотнской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 9.8 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Нижне-Тимптонской ГЭС на реке Тимптон»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	109
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	29211,8
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,39
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,79
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,54
Удельные капиталовложения, руб/Квт	154653,07

По данным таблицы видно, что проект окупится через 16,6 лет. Доход на конец расчетного периода составит почти 29,2 млрд. руб, это нам говорит о привлекательности проекта для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Полученная величина себестоимости – 0,54 руб./кВт·ч, ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

## 9.9 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.Рублей	15,34	15,34	9,91	8,05	8,05
В региональный бюджет, млн.Рублей	38,5	40,9	85,7	180,6	346,3
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	53,8	56,3	95,6	188,6	354,4

Строительство Нижне-Тимптонской ГЭС обеспечит приток денежных средств в федеральный и региональный бюджеты, ввиду того что проектируемая станция большой мощности налоговые отчисления будут значительными.

### 9.10 Анализ чувствительности

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

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объем сбыта
- в) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

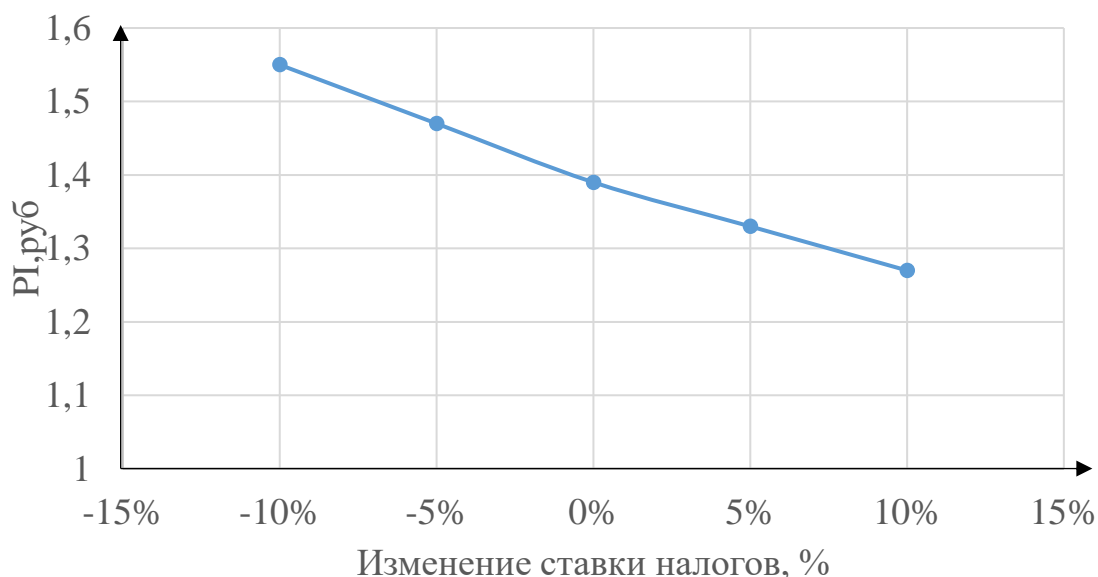


Рисунок 9.3 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика рисунок 9.4 видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.



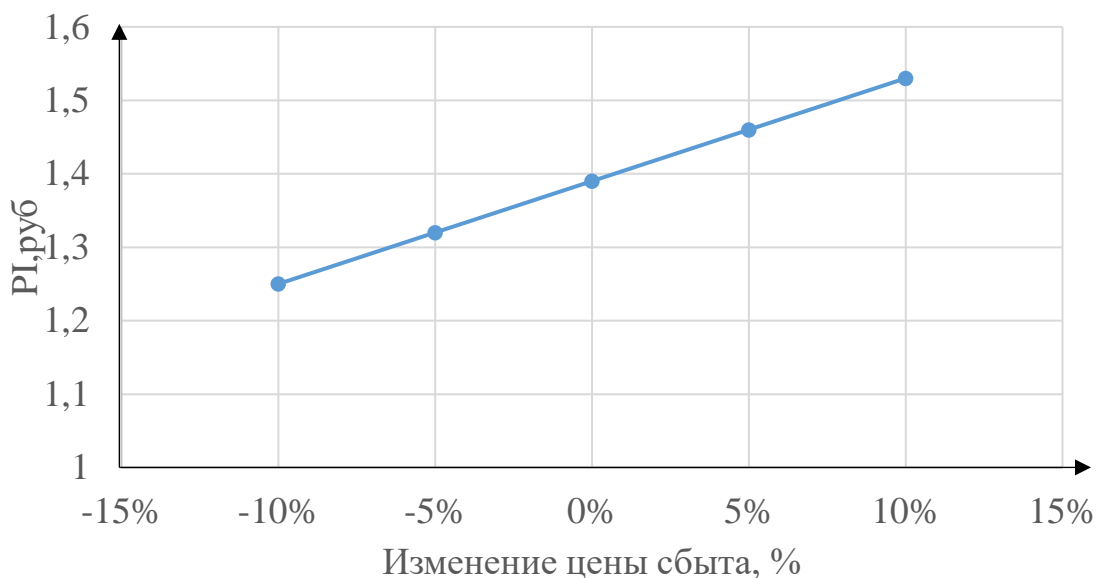


Рисунок 9.4 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика рисунок 9.5 видно, что увеличении объема сбыта приводит к увеличению величины PI.

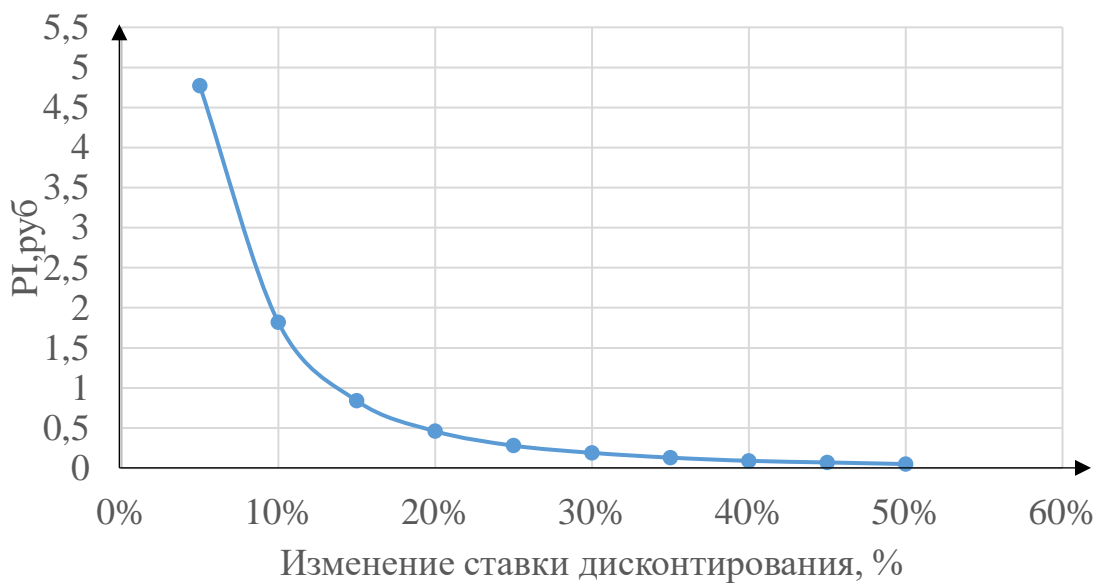


Рисунок 9.5 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

## **10 Разработка алгоритмов диагностики основного и вспомогательного оборудования**

### **10.1 Введение**

В современной отечественной гидроэнергетике, увеличивается число оборудования отработавшего свой ресурс, что требует модернизации и замены. Особенного внимания заслуживают стационарные системы мониторинга, позволяющие контролировать работу гидроагрегатов в непрерывном режиме. Что позволяет выявлять многие дефекты на ранних стадиях. Однако только систем мониторинга недостаточно. В настоящее время, ремонтная диагностика является практически единственным средством выявления дефектов энергетического оборудования. Ведь важно осуществить переход к оценке технического состояния оборудования. За более важные задачи и отвечают системы аналитической диагностики.

На предприятиях энергосистемы России количество масляных выключателей составляет, как правило, не менее 50% от общего числа высоковольтных выключателей.

На ГЭС, которые были построены в СССР, в качестве генераторных выключателей в основном применялись масляные выключатели типа МГГ, ВГМ, ВМП, ВМГ, МГ и др., которые также используются на каскаде Вилюйской ГЭС.

### **10.2 Основные понятия**

Контроль – это проверка соответствия параметра установленным нормативным значениям;

Мониторинг – это длительный процесс наблюдения за объектом, который включает в себя периодическое снятие контролируемых параметров, их регистрацию, хранение и анализ. Комплекс мероприятий всегда растянут во времени и позволяет изучить свойства объекта в процессе его работы, понять направления его развития, выявить скрытые проблемы и т.д. Диагностика – это анализ диагностических признаков или комплексов диагностических признаков с целью определения природы неисправности или отказа (вида, места, степени развития).

Техническая диагностика оборудования – это система методов и средств, используемых при определении технического состояния оборудования без ее разборки. С помощью технической диагностики определяют состояние отдельных деталей и узлов, выполняют поиск дефектов, в результате которых произошла аварийная остановка или переход на ненормальный режим работы оборудования.

### **10.3 Требования к мониторингу и диагностике выключателей**

Система мониторинга, представляющая собой систему проводимых регулярно наблюдений и контроля параметров технического состояния находящегося в работе основного оборудования, должна функционировать на каждой ГЭС.

Систему мониторинга реализуют с использованием средств АСУТП, технических средств локальной автоматики, непосредственного контроля и управления.

Обязательные формы контроля технического состояния оборудования:

1. Постоянный контроль состояния работающего оборудования;
2. Периодические осмотры выведенного из работы оборудования;
3. Регулярные технические освидетельствования оборудования;
4. Технические обследования оборудования.

Основой мониторинга оборудования являются регулярные комплексные инструментальные и визуальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации.

Виды и периодичность ремонтов.

1. Ремонт маломасляных выключателей подразделяется на текущий, капитальный и неплановый.
2. Текущие ремонты МВ производятся в сроки, установленные главным инженером предприятия, но не реже 1 раза в 2 года.
3. Неплановые ремонты МВ производятся первый в сроки, оговоренные заводом и в дальнейшем 1 раз в 6 лет.
4. Неплановые ремонты МВ производятся после использования коммутационного или механического ресурса, по определенному количеству операций и отключений токов короткого замыкания.

### **10.4 Коммутационный ресурс выключателя и журнал учета коммутационного ресурса**

На предприятии ведется журнал учета коммутационного ресурса выключателей 6 кВ и выше, [Приложение Е].

Постоянный контроль за ресурсом выключателя возлагается на НСЭ. Также он уведомляет мастера электроцеха о достижении коммутационного ресурса, т.е. при достижении выключателем 80-85% расхода ресурса от допустимого количества коммутаций токов короткого замыкания и начальника электроцеха, обслуживающего оборудование подстанций 6-220кВ, при достижении выключателем расхода ресурса от допустимого количества коммутаций короткого замыкания.

Для более точной диагностики выключателей предлагается ввести более точный расчет износа оборудования.

Характеристикой коммутационного ресурса выключателя является — это количество отключений токов КЗ, так как для большинства выключателей именно при отключениях происходит основной износ элементов дугогасительного устройства. Отдельные серии выключателей (ВВН, ВВ), функции отключения и включения у которых выполняются разными контактными системами, коммутационный и механический ресурс определяется как количеством отключений, так и количеством включений.

На основании данных предприятий-изготовителей, приводимых в паспортных данных выключателей и инструкциях по эксплуатации строятся кривые зависимости допустимого количества отключений (включений) от тока. Например, на рисунке 10.1 приведена кривая зависимости допустимого количества отключений от тока для выключателей ВМП-10.

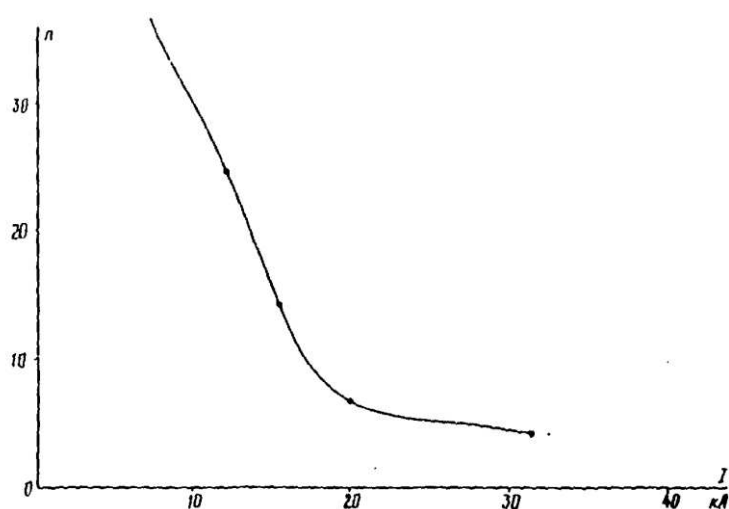


Рисунок 10.1 Кривая зависимости допустимого количества отключений от тока для выключателей ВМП-10

Регистрация токов КЗ, отключаемых (включаемых) выключателем, может производиться самопишущими приборами, счетчиками КЗ, специальными регистрирующими приборами.

Износ дугогасительного устройства выключателя при отключении (включении) токов КЗ зависит от многих факторов: вида КЗ, наличия апериодической составляющей в токе, времени горения дуги, состояния дугогасительного устройства и др. При определении необходимости вывода выключателя в ремонт после коммутации токов КЗ влияние этих факторов усредняется и вводится понятие расхода коммутационного ресурса. Принимается, что если при токе  $I$  допустимое количество отключений (включений) составляет  $n_{от}(n_{вл})$ , то за одно отключение (включение) расходуется  $I/n_{от}(I/n_{вл})$  часть полного ресурса.

Расход коммутационного ресурса за одно отключение тока  $I$  равен величине, обратной допустимому количеству отключений при данном токе:

$$\rho_{oI} = \frac{1}{n_{oI}}, \quad (10.1)$$

где  $n_{oI}$  - допустимое количество отключений (включений),

Расход коммутационного ресурса следует определять для каждого полюса выключателя. Необходимость вывода выключателя в ремонт определяется по полюсу с наибольшим расходом ресурса.

Критерий вывода в ремонт

$$\sum \frac{1}{n_{вI}} > 1 - \frac{1}{n_{в.мин}}. \quad (10.2)$$

### 10.5 Расчет коммутационных ресурсов

Проведем расчет на примере с генераторным выключателем ВМП-10, которая используется на каскаде Вилюйских ГЭС.

Паспортные данные выключателя ВМП-10 приведены на рисунке 10.2:

Тип масляного выключателя	ВМП-10	ВМГ-133	ВМГ-10	МГ-10	МГ-10	МГ-120	Примечание.
I	2	3	4	5	6	7	8
Ремонт М.В. после отключения им токов к.з. равных номинальному /раз/	10	6	6	6	6	6	При отсутствии счетчиков отключения т.к.з., а расчетные т.к.з. составляют 60% и менее допустимого МВ, к-во отключений увеличивается на 50%.
то же, но по суммарной величине отключенных т.к.з в К.А.	<u>200</u> 300	120	120	230	230	230	
Ремонт после кол-ва операций т.е. использования коммутационного ресурса.	1000	360	1000	1000	1000	1000	
Ревизия контактной части М.В. со сменой масла после кол-ва операций.	150	50	100	150	150	150	При токах нагрузки 60% и менее номинального МВ, кол-во операций увеличивается на 50%.

Рисунок 10.2. Паспортные данные выключателей

По кривой зависимости допустимого количества отключений ВМП-10, была получена функция, с помощью которой можно вывести полиномиальную зависимость количества отключений от максимального тока отключений. Подставляя вместо  $x$  значение максимального тока отключения, мы вычислим допустимое количество отключений(циклов) отключения-включения выключателя.

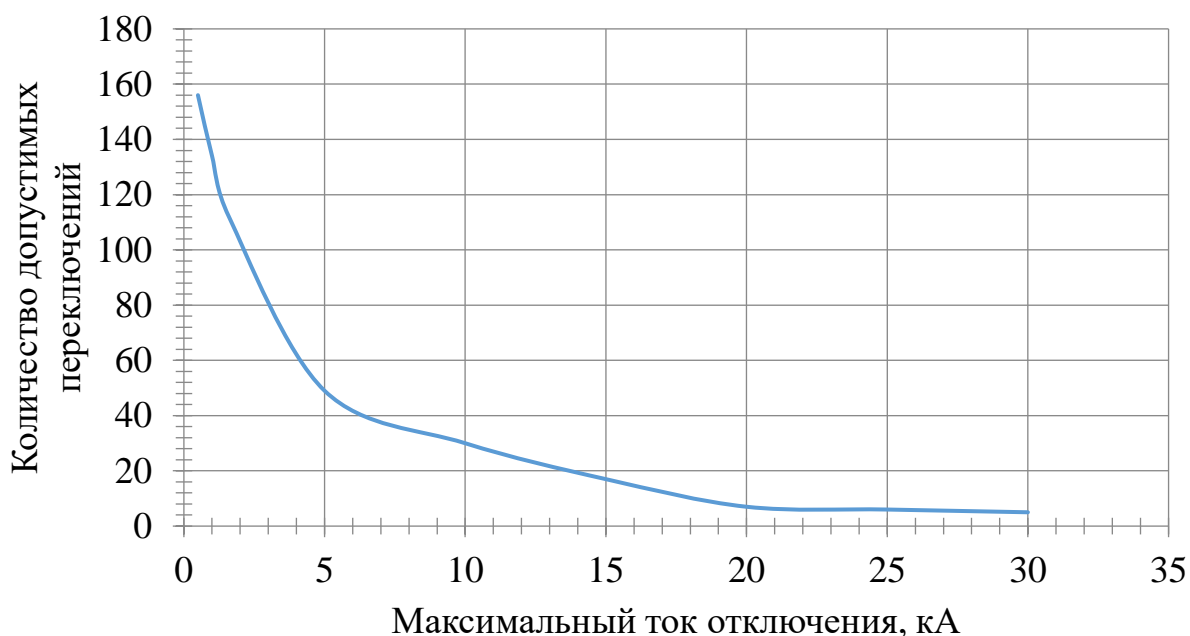


Рисунок 10.3. Полиномиальная кривая зависимости допустимого количества отключений от тока для выключателей ВМП-10

$$y(x) = 0,00001x^6 - 0,00075x^5 + 0,03376x^4 - 0,76205x^3 + 9,08521x^2 - 56,83881x + 182,57766$$

Расход коммутационного ресурса при данном токе определим из формулы 10.1, путем умножения на 100. Результаты расчета приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1- Расход коммутационного ресурса выключателя

Максимальный ток отключения, кА	Допустимое количество циклов О-В	Расход коммутационного ресурса при данном токе, %
0,5	156	0,64
1	134	0,75
1,6	112	0,89
5	49	2,04
10	30	3,33
15	17	5,88
20	7	14,29
25	6	16,67
30	5	20

Предлагается внедрить в журнал учета коммутационного ресурса выключателя дополнительные столбцы, в последней таблице представлен [приложение Е, таблица Е 1], здесь введется учет расход коммутационного ресурса выключателя, с учетом нормальных переключений.

Из характеристики, полученной с помощью полинома, можно сделать вывод, что введение нормальных переключений в оперативный журнал, позволит расширить диапазон наблюдений за выключателями, что способствует надежности выключателя. Также более точные сведения позволят выявить износ раньше времени и это позволит сохранить долговечность оборудования надежность бесперебойного электроснабжения.

Предлагаю внести в стандарт по введению данных учета в соответствии с данными расчетами.

Хоть и данный расчет был сделан на примере выключателя ВМП-10 и данный выключатель можно обслуживать собственным персоналом ГЭС. А вакуумные выключатели не могут на данный момент обслуживаться персоналом ГЭС, с помощью наработок и внедрению в программу данного алгоритма диагностики за оборудованием, теоретически можно продлить срок службы и надежность основного и вспомогательного оборудования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru/>.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
5. СТО 01.01.78- 2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. –Введ. 30.07.2012 –Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания –РусГидро, 2012. –307 с.
6. 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.
7. 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.
8. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. –Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. –7 с.
9. ГОСТ 2.722-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. -Введ. 01.01.1971. – Москва:Стандартинформ, 2008. –15 с.
10. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. -Введ. 01.01.1971. –Москва:Стандартинформ, 2008. –6 с.
11. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. -Введ. 01.07.1975. – Москва: Стандарт информ, 2010. –12 с.
12. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. –Саяногорск;



Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.

13. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно–Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

14. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

15. Каталог «Разъединители внутренней установки» [Электронный ресурс]// «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

16. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. –232 с.

17. 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.

18. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. –Введ. 20.05.2011 –Москва: ОАО ЦПП, 2011. –111 с.

19. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. –Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. –40 с.

20. 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.

21. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

22. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 №7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

23.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 №96-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

24. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от24.06.1998 №89-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

25. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N52-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

26. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. Закон от 14.03.1995 №33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер.закон от 30.03.1999 №52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28.О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.12.2003 №186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер. закон от 16.05.2008 №75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30.О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер. закон от 06.12.2007 №333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 08.11.2007 №258-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. –Москва: Маркетинг, 2008. –55 с.

33. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –42 с.

34. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –45 с.

35. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

36. Гидротурбины. Ковалёв Н. Н. 2-е издание. — Л.: Машиностроение, 1971. — 583 с.: ил.

37."Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях" от 30.12.2001 N 195-ФЗ (ред. от 18.03.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 29.03.2019)

38. Одномерные матрицы фотодиодов [Электронный ресурс]: Фотодиодная линейка А2V-16 // Азимут Фотоникс – оптоэлектронные компоненты. – Режим доступа: <http://www.azimp.ru/catalogue/multielement+photodiodes/459/>

39. Простой измеритель емкости [Электронный ресурс]: Схемы автоматики // Радио Лоцман. – Режим доступа: <https://www.rlocman.ru/shem/schematics.html?di=52649>.

40. Усилители с изменяющимся коэффициентом усиления. Измерение напряжения, внутреннего сопротивления и тока короткого замыкания

[Электронный ресурс]: Теория радиоэлектроники // NAUSHEBE.NET Техника и Программы. – Режим доступа: <http://nauchebe.net/2015/05/usiliteli-s-izmenyayushhimsya-koefficientom-usileniya-izmerenie-napryazheniya-vnutrennego-soprotivleniya-i-toka-korotkogo-zamykaniya/>.

41. Дрозд В.В. Релейная защита и автоматика в электрических сетях /-М.: Издательство «Альвис», 2012.

42. СТО РусГидро 17330282.27.140.001 Гидроэлектростанции. Методика оценки технического состояния основного оборудования. – Введен – 01.08.2006. – Москва: Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС– Филиал «Фирма ОРГРЭС», ОАО «ВНИИЭ».

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1930	27	26	26	31	1830	1634	1900	500	500	300	59	40	573
2	1931	27	15	27	44	1881	1911	1248	267	312	280	118	18	512
3	1932	8	15	15	29	1603	1167	1550	383	235	317	65	51	453
4	1933	19	18	21	23	1767	1601	1367	150	283	125	100	14	457
5	1934	10	14	21	49	1970	2032	2332	613	635	485	69	29	688
6	1935	10	14	13	17	1633	1903	1917	433	501	311	63	16	569
7	1936	9	8	17	22	1903	1897	1270	250	473	235	68	8	513
8	1937	11	15	14	66	1974	2303	2267	568	533	435	139	18	695
9	1938	11	11	15	18	2523	2600	1647	383	233	132	92	11	640
10	1939	10	10	14	14	2047	1735	1973	531	383	517	108	7	612
11	1940	10	8	13	18	1947	2105	1952	151	467	202	55	10	578
12	1941	13	14	15	18	1830	2257	1633	502	427	145	67	56	581
13	1942	4	6	7	15	1316	1567	883	352	267	274	83	5	398
14	1943	7	10	15	18	2667	2657	1233	616	136	119	62	47	632
15	1944	7	10	10	15	1108	1800	1583	423	325	373	86	12	479
16	1945	9	11	13	17	1917	2133	1733	602	637	586	200	78	661
17	1946	5	5	9	13	2167	2113	1367	116	67	48	25	9	495
18	1947	10	11	13	23	1700	2020	1433	417	465	317	83	9	542
19	1948	7	7	10	16	1917	1177	1650	523	447	519	73	53	533
20	1949	5	5	10	15	2100	2380	1000	283	183	102	72	53	517
21	1950	8	10	15	16	1533	1700	833	408	417	367	63	45	451
22	1951	12	11	19	25	1400	1322	1270	271	223	236	76	11	406
23	1952	8	7	11	17	1067	2867	2367	357	150	72	70	23	585
24	1953	14	7	6	7	1717	3733	833	367	533	335	56	43	638
25	1954	7	10	10	15	1367	1433	950	225	342	276	107	14	396
26	1955	7	7	6	131	2400	3500	767	567	833	210	171	35	720
27	1956	3	7	9	12	2800	2967	1417	205	102	45	32	25	635
28	1957	10	8	17	11	2196	1600	572	183	280	155	25	7	422
29	1958	4	6	11	13	1050	2213	1013	450	439	287	73	8	464
30	1959	5	5	10	12	1230	1683	1237	411	320	115	51	10	424
31	1960	6	8	8	18	2300	2533	1467	340	173	112	107	30	592
32	1961	15	9	7	30	1467	1340	1483	417	450	433	47	39	478
33	1962	6	10	10	9	1967	2303	1330	462	558	258	133	11	588
34	1963	6	11	11	62	1400	2633	1317	573	527	334	72	6	579
35	1964	5	7	8	13	2633	2567	1433	501	407	276	118	7	665
36	1965	3	3	9	20	1633	2167	1017	167	317	243	15	12	467

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
37	1966	5	10	8	18	1173	2300	1650	507	473	418	82	72	560
38	1967	9	8	12	14	1433	1567	1603	470	400	369	73	15	498
39	1968	6	6	5	30	1733	3600	900	267	200	35	30	3	568
40	1969	4	4	8	11	1332	1967	1545	300	493	515	41	41	565
41	1970	17	13	13	28	2733	2933	1417	321	608	168	74	55	698
42	1971	6	8	12	19	2317	3067	800	246	365	278	44	40	600
43	1972	13	9	18	53	2033	1937	650	219	333	368	75	18	477
44	1973	5	10	10	12	1233	3033	1483	117	159	78	42	37	518
45	1974	7	7	11	11	2544	2733	906	180	200	190	72	60	577
46	1975	9	11	11	42	1500	1900	1533	417	523	500	38	35	543
47	1976	12	7	13	14	1767	3167	1300	150	353	259	30	16	591
48	1977	7	7	7	11	2350	2103	830	128	58	57	33	4	466
49	1978	12	12	13	30	2600	2400	667	169	509	373	34	14	569
50	1979	5	8	8	19	2067	2300	817	223	351	172	51	5	502
Ср.многолет.		9	10	12	24	1856	2211	1347	354	372	267	72	26	547

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

m	P,%	Q <sub>год</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>межг</sub> , М <sup>3</sup> /с	Годы
1	2	720	1955	2395	1945	239	1945
2	4	698	1970	2361	1955	219	1955
3	6	695	1937	2257	1934	214	1934
4	8	688	1934	2222	1937	200	1937
5	10	665	1964	2211	1948	184	1948
6	12	661	1945	2186	1963	178	1963
7	14	640	1938	2181	1966	177	1966
8	16	638	1953	2111	1939	177	1939
9	18	635	1956	2100	1975	176	1975
10	20	632	1943	2100	1930	168	1930
11	22	612	1939	2094	1962	162	1962
12	24	600	1971	2078	1961	161	1961
13	25	592	1960	2078	1969	157	1969
14	27	591	1976	2061	1935	153	1935
15	29	588	1962	2061	1967	152	1967
16	31	585	1952	2001	1953	152	1953
17	33	581	1941	1928	1950	150	1950
18	35	579	1963	1918	1947	150	1947
19	37	578	1940	1916	1964	149	1964
20	39	577	1974	1907	1970	144	1970
21	41	573	1930	1889	1958	143	1958
22	43	569	1935	1882	1944	140	1944
23	45	569	1978	1867	1941	140	1941
24	47	568	1968	1827	1978	130	1978
25	49	565	1969	1818	1932	124	1932
26	51	560	1966	1789	1972	123	1972
27	53	543	1975	1788	1931	123	1931
28	55	542	1947	1783	1936	121	1936
29	57	533	1948	1761	1943	114	1943
30	59	518	1973	1728	1971	113	1971
31	61	517	1949	1718	1942	113	1942
32	63	513	1936	1708	1954	112	1954
33	65	512	1931	1690	1959	104	1959
34	67	502	1979	1680	1940	104	1940
35	69	498	1967	1644	1938	101	1938
36	71	495	1946	1606	1951	98	1951
37	73	479	1944	1581	1976	95	1976
38	75	478	1961	1578	1979	94	1979

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

m	P, %	Q <sub>год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>полов</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>межн</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы
9	76	477	1972	1540	1960	89	1960
40	78	467	1965	1534	1965	88	1965
41	80	466	1977	1497	1933	84	1933
42	82	464	1958	1456	1974	82	1974
43	84	457	1933	1440	1949	81	1949
44	86	453	1932	1430	1952	79	1952
45	88	451	1950	1425	1957	77	1957
46	90	424	1959	1383	1968	65	1968
47	92	422	1957	1355	1973	52	1973
48	94	406	1951	1331	1956	49	1956
49	96	398	1942	1255	1977	35	1977
50	98	396	1954	1250	1946	33	1946

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяцы	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>водх</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>нб</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ВБ (нач)</sub>	Z <sub>ВБ (кон)</sub>	Z <sub>ВБ (ср)</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>гэс</sub>	N <sub>гэс</sub>	N <sub>гар</sub>
Сентябрь	320	82	400	398	1095	13,7	0,21	13,5	535,00	534,32	534,66	396,85	136,81	468	ВХК
Октябрь	115	45	150	152	1410	13,5	0,12	13,4	534,32	533,93	534,13	395,91	137,22	179	179
Ноябрь	51	442	150	485	1709	13,4	1,14	12,2	533,93	529,90	532,45	397,29	134,16	559	559
Декабрь	10	704	150	706	954	12,2	1,82	10,4	529,90	522,16	526,03	397,95	127,08	771	771
Январь	5	760	150	762	133	10,4	1,97	8,4	522,16	511,43	516,80	398,10	117,70	771	771
Февраль	5	603	150	605	450	8,4	1,56	6,9	511,43	500,64	506,04	397,67	107,37	559	559
Март	10	198	150	205	500	6,9	0,51	6,4	500,64	496,55	498,60	396,17	101,43	179	179
Апрель	12	125	150	148	500	6,4	0,32	6,0	496,55	493,83	495,19	395,84	98,35	125	ВХК
Май	1230	-834	400	398	500	6,0	-2,16	8,2	493,83	509,98	501,91	396,85	104,06	356	ВХК
Июнь	1683	-1281	400	398	500	8,2	-3,32	11,5	509,98	527,13	518,56	396,85	120,71	413	ВХК
Июль	1237	-834	400	398	500	11,5	-2,16	13,7	527,13	534,97	531,05	396,85	133,20	456	ВХК
Август	411	-9	400	398	544	13,7	-0,02	13,7	534,97	535,00	535,00	396,85	137,15	469	ВХК



Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в среднемодном году

Месяцы	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>водх</sub>	Q <sub>х.с.</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>нб</sub>	V <sub>нач</sub>	dV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>ВБ (нач)</sub>	Z <sub>ВБ (кон)</sub>	Z <sub>ВБ (ср)</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>гэс</sub>	N <sub>гэс</sub>	N <sub>вхк</sub>	Э <sub>гэс</sub>
Сентябрь	463	80,00	0	400	539	541	13,7	0,21	13,5	535,00	534,32	534,66	397,27	136,39	632	вхк	455
Октябрь	234	45,00	0	150	271	273	13,5	0,12	13,4	534,32	533,93	534,13	396,47	136,66	319	179	237
Ноябрь	54	439,00	0	150	485	487	13,4	1,14	12,2	533,93	529,90	531,92	397,29	133,63	557	559	401
Декабрь	39	701,00	0	150	732	734	12,2	1,82	10,4	529,90	522,16	526,03	398,02	127,01	800	771	595
Январь	7	760,00	0	150	764	766	10,4	1,97	8,4	522,16	511,43	516,80	398,11	117,69	773	771	575
Февраль	7	602,00	0	150	606	608	8,4	1,56	6,9	511,43	500,64	506,04	397,67	107,37	560	559	376
Март	12	197,00	0	150	206	208	6,9	0,51	6,4	500,64	496,55	498,60	396,17	101,43	180	179	134
Апрель	16	125,00	0	150	152	154	6,4	0,32	6,0	496,55	493,83	495,19	395,86	98,33	129	вхк	93
Май	1345	-832,00	0	400	515	517	6,0	-2,16	8,2	493,83	509,98	501,91	397,21	103,70	459	вхк	341
Июнь	1987	-1280,00	0	400	703	705	8,2	-3,32	11,5	509,98	527,13	518,56	397,68	119,88	725	вхк	522
Июль	1560	-832,00	0	400	723	725	11,5	-2,16	13,7	527,13	534,97	531,05	397,68	132,37	823	вхк	612
Август	528	-5,00	0	400	519	521	13,7	-0,01	13,7	534,97	535,00	534,99	397,22	136,77	610	вхк	454
														Σ			4796

Продолжение приложения Б

Суточный график нагрузки для зимнего периода

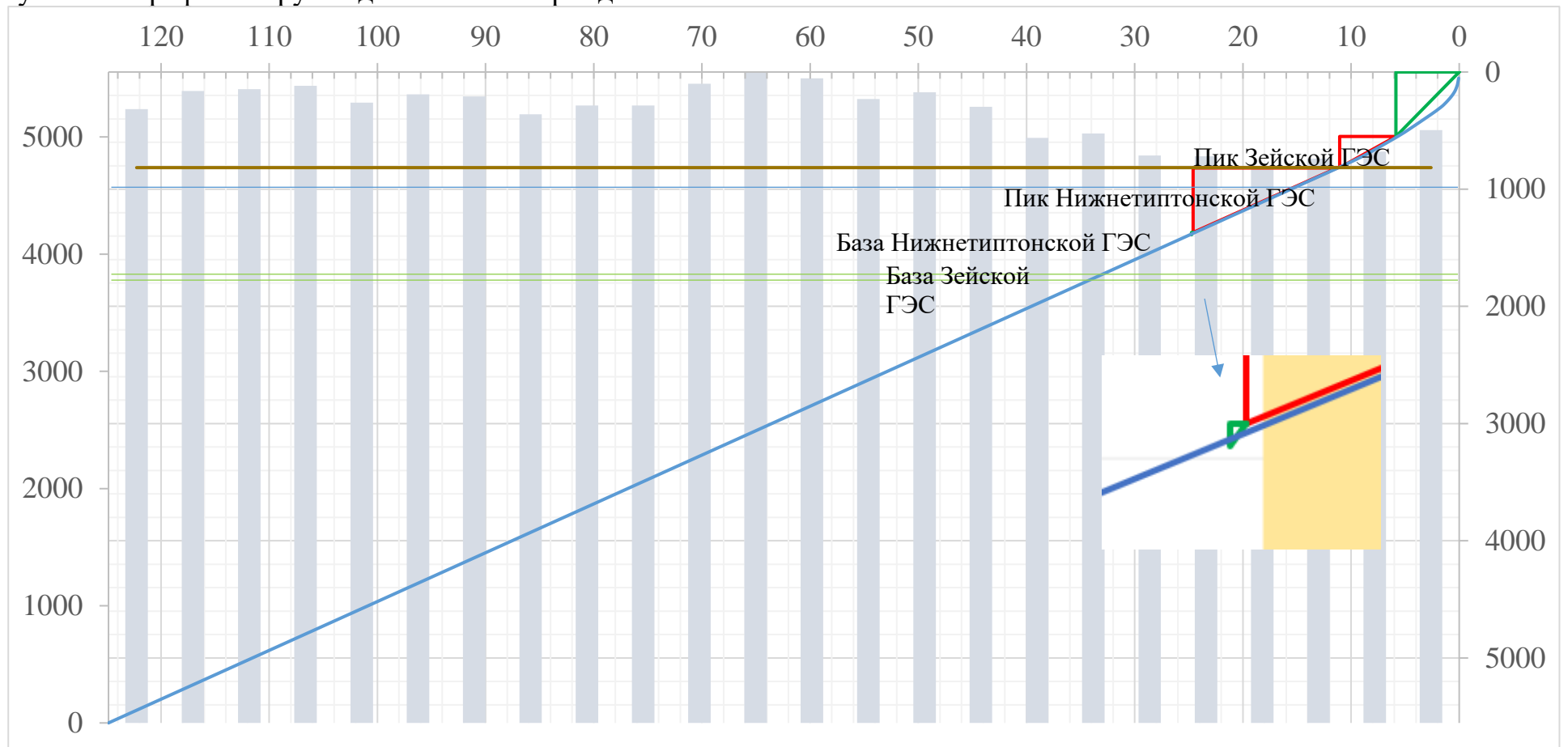


Рисунок Б.1 – ИКН января

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

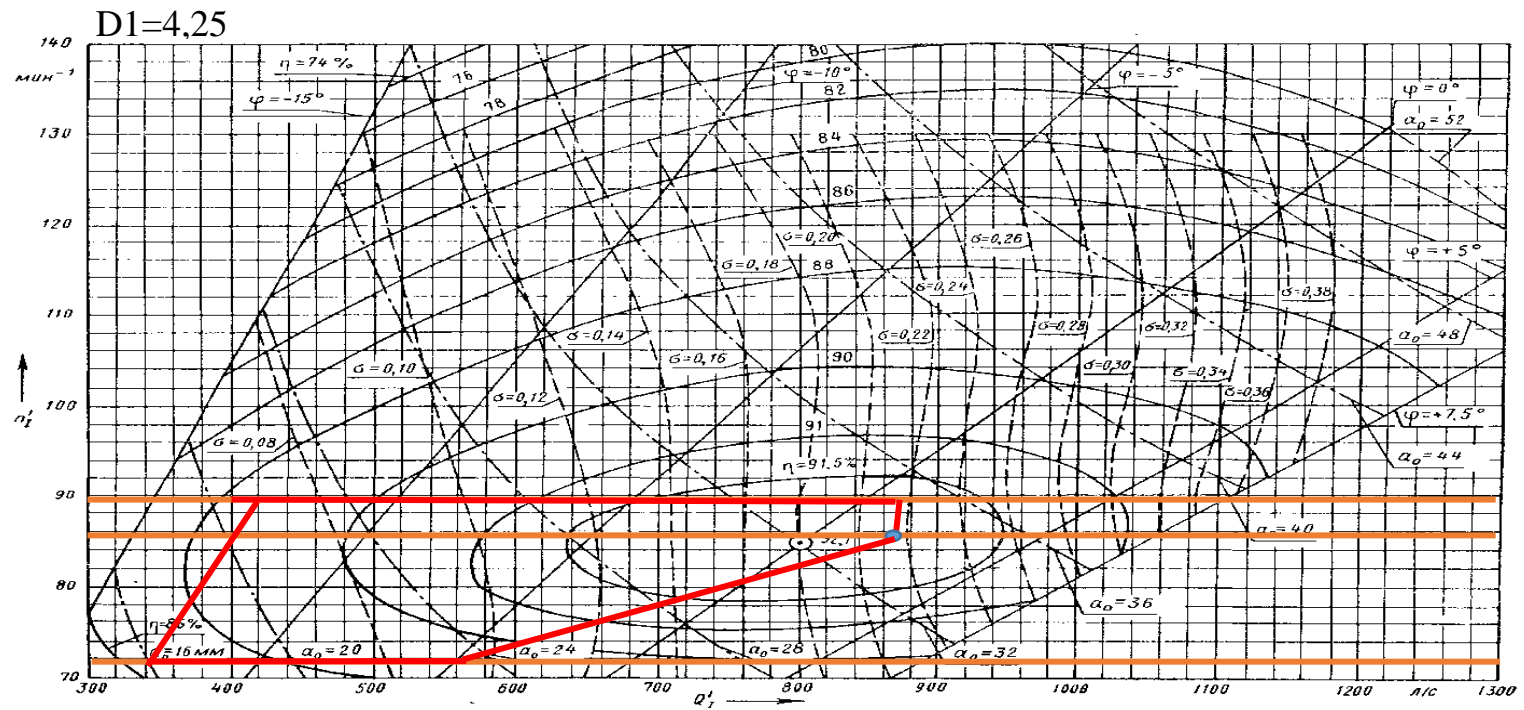


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД 140/2550Г-В-45-45

Продолжение приложения В

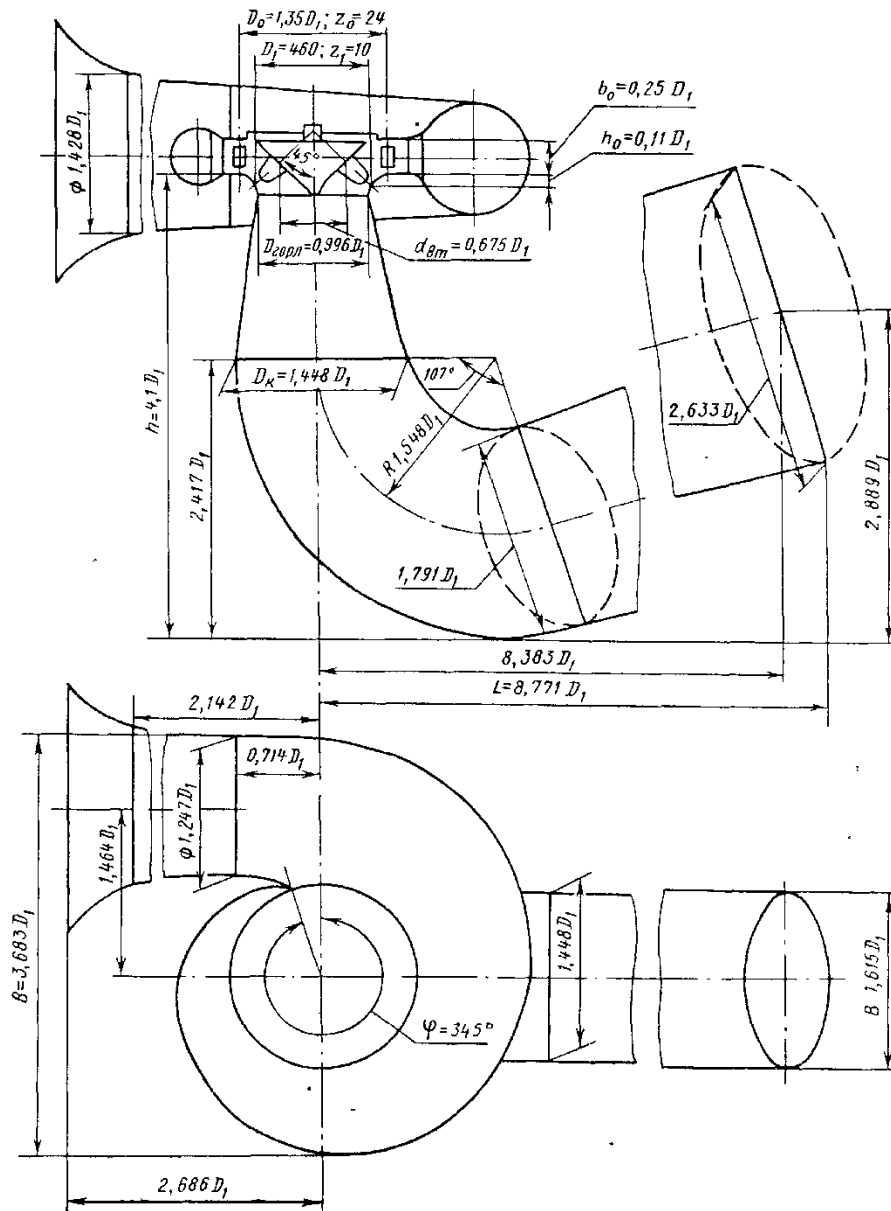


Рисунок В.2 - Проточная часть гидротурбины ПЛД – 140/2556Г-B-45-46

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,32 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,95 А	
		$I_{OTC}$	$6 \cdot I_H$	27,78 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	12 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	20 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ст урень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	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	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТ С I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,16 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,95 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,09 А
		ОТ С	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	5,34 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,056	0,65 Ом
			$Z_{СМ I}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,1 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	4,38 Ом
			$Z_{СМ II}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,66 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,75 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,88 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,25 \cdot I_{НОМ.P}$	9,99 А

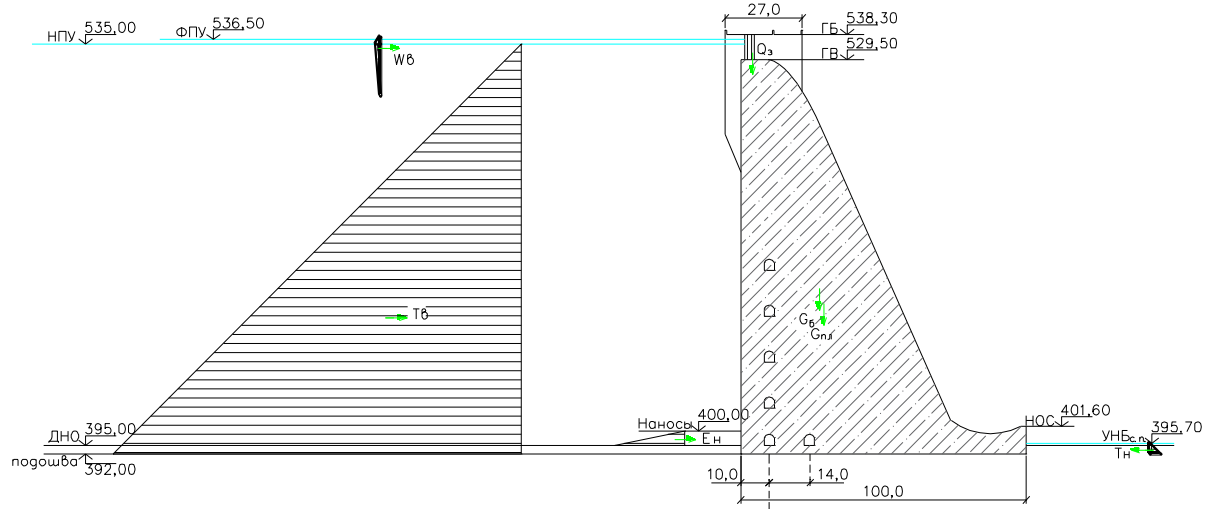
Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений

		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В1 и В2-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$					+		
		+	+	+			+	
		+	+	+			+	
	$U_0$	+	+				+	
ЗПН	$U >$	+	+				+	
						+		
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	+	+				+	
		+			+			
			+				+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$					+		
		+	+				+	
					+			
ДЗ	$Z <$	+	+				+	
					+			
		+	+	+			+	
Защита ротора от перегрузки	$I_p$				+			
		+	+				+	
						+		

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Сбор нагрузок



	А	В
1	Основные нагрузки на плотину	
2	Гидростатическое давление воды с ВБ	100302,35 кН/м
3	Гидростатическое давление воды с НБ	67,15 кН/м
4	Вес бычка	61111,91 кН/м
5	Вес плиты	115269,24 кН/м
6	Сила фильтрационного давления	25586,83 кН/м
7	Сила взвешивающего давления	3629,70 кН/м
8	Вес затвора	18,81 кН/м
9	Волновое давление	12,93 кН/м
10	Давление наносов	73,50 кН/м

	А	В	С
1	Напряжения	Напорная грань	Низовая грань
2	$\sigma_x$	-481,97 кН/м <sup>2</sup>	-2461,69 кН/м <sup>2</sup>
3	$\sigma_y$	-1402,83 кН/м <sup>2</sup>	-1511,91 кН/м <sup>2</sup>
4	$\tau_{xy}$	0 кН/м <sup>2</sup>	1891,81 кН/м <sup>2</sup>
5	$\sigma_z$	-481,97 кН/м <sup>2</sup>	-36,30 кН/м <sup>2</sup>
6	$\sigma_x$	-1402,83 кН/м <sup>2</sup>	-3937,31 кН/м <sup>2</sup>

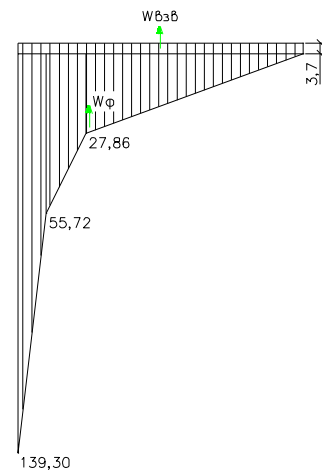


Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Образец заполнения журнала мониторинга коммутационного ресурса выключателя.

Диспетчерское наименование выключателя **В-25Т**. Тип/марка **ВВБ-220**.  
(указать диспетчерское наименование и тип/марку выключателя)

Допустимое количество отключение токов КЗ для данного выключателя при номинальном токе КЗ **30,5 кА 17 шт.**  
(указать номинальный ток КЗ и допустимое количество отключений токов КЗ при номинальном токе КЗ)

Допустимое количество отключений токов КЗ для данного выключателя, установленное расчетами (Nкз доп) **26 шт.** при Iкз  
**сш=1,9кА.**

(указать допустимое количество отключений токов КЗ)

**Сообщение при Nкз=21шт. (80%)**

№ п/п	Дата	Время	Работа РЗА	Работа АПВ, РПВ	Цикл (О; В; О-В; В-О; О-В-О; О-В-О-В-О)	Кол-во отключений кз-Nкз (О-1шт.; В-0шт; О-В-1шт; В-О-1шт;О-В-О-2шт; О-В-О-В-2шт; О-В-О-В-О-3шт), шт.		Расход ресурса от допустимого (Nкз=Nкз нараст·100/Nкз доп), %	Должность	Ф.И.О.	Подпись
						В цикле	С нарастанием				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	11.02.2004	10:25	1ст ДЗ	Усп 1кр	О-В	1	1	3,8	НСЭ		<i>подпись</i>
2	11.02.2004	10:42	МТО	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	4	15,4	НСЭ		<i>подпись</i>
3	17.04.2004	14:15	2ст ДЗ	Усп 1 кр	О-В	1	5	19,2	НСЭ		<i>подпись</i>
4	24.04.2004	11:17	3ст ДЗ	Не усп 1кр	О-В-О	2	7	26,9	НСЭ		<i>подпись</i>
5	09.06.2004	7:21	2ст ДЗ	Усп 2кр	О-В-О-В	2	9	34,6	НСС		<i>подпись</i>
6	19.06.2004	9:05	2ст ДЗ	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	1	46,2	НСЭ		<i>подпись</i>



№ п/п	Дата	Время	Работа РЗА	Работа АПВ, РПВ	Цикл (О; В; О-В; В-О; О-В-О; О-В-О-В-О)	Кол-во отключений кз-Нкз (О-1шт.; В-0шт; О-В-1шт; В-О-1шт;О-В-О-2шт; О-В-О-В-2шт; О-В-О-В-О-3шт), шт.		Расход ресурса от допустимого (Нкз=Нкз нараст·100/Нкз доп), %	Должность	Ф.И.О.	Подпись	
						В цикле	С нарастанием					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
13	22.07.2004	12:12	1ст. ДЗ	Усп 1кр	О-В	1	19	73,1	НСС		<i>подпись</i>	
14	25.07.2004	14:40	МТО	Не усп 1кр	О-В-О	2	21	80,8	НСЭ		<i>подпись</i>	
	25.07.2004	16:05	<i>Выключатель отработал 80,8% ресурса по циклам КЗ. Сообщено мастеру участка Ф.И.О. 13. Гамеза Р.А.</i>							НСЭ		<i>подпись</i>
15	14.08.2004	15:22	1ст ДЗ	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	24	92,3			<i>подпись</i>	
16	07.09.2004	12:44	2ст ДЗ	Не усп 1кр	О-В-О	2	26	100,0			<i>подпись</i>	
	07.09.2004	15:25	<i>Выключатель отработал 100% ресурса по циклам КЗ. Сообщено начальнику электроцеха (Ф.И.О.) Половина А.П.</i>									<i>подпись</i>
	10.09.2004		<i>Выполнен капитальный ремонт выключателя. Ресурс восстановлен. Начать новый отсчет ресурса. Начальник ЭЦ Половина А.П. ПОДПИСЬ (ФИО, должность и подпись исполнителя или мастера). НСЭ – Уткин Н.С. ПОДПИСЬ (подпись, ФИО и подписи последующих НСЭ).</i>									
1	22.10.2004	11:43	2ст ДЗ	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	3	11,5			<i>подпись</i>	

Продолжение приложения Е

Таблица Е.1- Образец заполнения журнала мониторинга за коммутационным ресурсом выключателя

п/п	Дата	Время	Работа РЗА	Работа АПВ, РПВ	Цикл (О; В; О-В; В-О; О-В-О; О-В-О-В-О)	Кол-во отключений кз-Нкз (О-1шт.; В-0шт; О-В-1шт; В-О-1шт;О-В-О-2шт; О-В-О-В-2шт; О-В-О-В-О-3шт), шт.		Ток КЗ, кА.	Количество плановых переключений	Расход ресурса от допустимого (Ni=Ni нарост·100/Ni доп), %	Должность	Ф.И.О.	Подпись	
						В цикле	С нарастанием							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	Учет нормальных переключений									1	0,64			<i>подпись</i>
2	11.02.2004	0:25	1ст ДЗ	Усп 1кр	О-В	1	1	10		4,44	НСЭ		<i>подпись</i>	
3	Учет нормальных переключений									5	12,08			
4	11.02.2004	10:42	МТО	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	4	10		15,95	НСЭ		<i>подпись</i>	
5	Учет нормальных переключений									10	38,98			<i>подпись</i>
4	17.04.2004	14:15	2ст ДЗ	Усп 1кр	О-В	1	5	10		42,79	НСЭ		<i>подпись</i>	
5	Учет нормальных переключений									6	46,63			
6	24.04.2004	11:17	3ст ДЗ	Не усп 1кр	О-В-О	2	7	10		50,47	НСЭ		<i>подпись</i>	
7	Учет нормальных переключений									3	52,39			<i>подпись</i>
8	09.06.2004	7:21	2ст ДЗ	Усп 2кр	О-В-О-В	2	9	5		54,96	НСС		<i>подпись</i>	
	Учет нормальных переключений									1	55,6			<i>подпись</i>
10	19.06.2004	9:05	2ст ДЗ	Не усп 2кр	О-В-О-В-О	3	12	15		61,40	НСЭ		<i>подпись</i>	
11	Учет нормальных переключений									7	65,80			<i>подпись</i>



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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись инициалы, фамилия

« 18 »  2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕ-ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ  
ТИМПТОН. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО И  
ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

тема

Руководитель



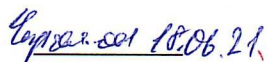
подпись, дата

18.06.21  
Доцент кафедры ГГЭЭС  
СШФ СФУ

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

С.А. Чыргал-оол

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021