

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

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

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

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

### **Проектирование Кумской ГЭС на реке Кума. Системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторного оборудования.**

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

должность, учебная степень

В.В.Кислер  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.С.Чеботаревский  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме  
«Проектирование Кумской ГЭС на реке Кума. Системы предупреждения  
взрывов и пожаров трансформаторного оборудования».

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КУМСКОЙ ГЭС.....	8
1 Анализ исходных данных .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Местоположение гидроузла.....	10
1.1.2 Климат.....	10
1.1.3 Гидрологические данные .....	10
2 Водно-энергетический расчет .....	10
2.1 Исходные данные .....	10
2.2 Выбор расчетного года.....	11
2.3 Кривые связи.....	13
2.3.1 Верхний бьеф.....	13
2.3.2 Нижний бьеф .....	14
2.4 Графики нагрузки .....	15
2.4.1 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	15
2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований ВХК .....	17
2.6 Баланс энергии.....	18
2.7 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный (Р=90%) год .....	19
2.8 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе .....	20
2.9.Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей.....	21
2.10 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный (Р=50%) год .....	22
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	24
3.1 Режимное поле.....	24
3.2 Выбор системы и типа гидротурбин .....	25
3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	26
3.4 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы .....	28
3.5 Расчет и построение бетонной спиральной камеры .....	29
3.6 Выбор серийного типа генератора .....	33
3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	34

3.7.1 Расчёт вала на прочность .....	34
3.7.2 Расчёт подшипника .....	35
3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки .....	36
3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	37
3.7.5 Выбор кранов.....	37
<b>4 Электрическая часть.....</b>	<b>38</b>
4.1 Исходные данные .....	38
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	38
4.3 Выбор силового оборудования .....	39
4.3.1 Выбор силового трансформатора для схемы с одиночным блоком.....	39
4.3.2 Выбор силового трансформатора для схемы с укрупненным блоком .	41
4.3.3 Выбор трансформаторов СН .....	42
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	43
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	44
4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	45
4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	46
4.7.1 Расчёт исходных данных .....	46
4.7.2 Внесение исходных данных и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	48
4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	49
4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	50
4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	51
4.11 Выбор параметров ОРУ .....	51
4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	51
4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	52
<b>5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора .....</b>	<b>53</b>
5.1 Состав защит блока .....	53
5.2 Расчет номинальных первичных и вторичных токов .....	53

5.3 Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит ....	54
5.3.1 Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ .....	54
5.3.2 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора .....	56
5.3.3 Защита от повышения напряжения .....	59
5.3.4 Защита обратной последовательности .....	59
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора.....	63
5.3.6 Дистанционная защита гидрогенератора .....	65
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	68
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	69
<b>6 Компоновка и сооружения гидроузла .....</b>	<b>70</b>
6.1 Определение класса сооружения и компоновка гидроузла Кумской ГЭС 70	
6.1.1 По высоте сооружения и типу грунта: .....	70
6.1.2 По назначению и условиям эксплуатации: .....	70
6.1.3 По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:....	70
6.1.4 Компоновка гидроузла .....	70
6.2 Гидравлические расчеты .....	70
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта .....	70
6.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	72
6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	73
6.3 Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер-Офицерову .....	75
6.4 Расчет быстротока с усиленной шероховатостью .....	77
6.5 Конструирование бетонной плотины .....	79
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины .....	79
6.5.2 Быки .....	79
6.5.3 Дренаж тела бетонной плотины .....	80
6.5.4 Галереи в теле плотины .....	81
6.5.5 Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса.	
Дренаж .....	81
6.6 Определение основных нагрузок на плотину .....	83
6.6.1 Вес сооружения и затворов.....	83
6.6.2 Сила гидростатического давления воды .....	85

6.6.3 Сила фильтрационного давления .....	85
6.6.4 Давление грунта .....	85
6.6.5 Волновое давление .....	86
6.7 Оценка прочности плотины .....	88
6.7.1 Определение напряжений .....	88
6.7.2 Критерии прочности плотины и ее основания .....	90
6.7.3 Обоснование устойчивости плотины .....	91
7 Охрана труда. Мероприятия по противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды.....	93
7.1 Общие сведения о районе строительства .....	93
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	94
7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	95
7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	98
7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС .....	98
7.6 Охрана труда Кумской ГЭС.....	99
7.7 Пожарная безопасность.....	102
7.7.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	102
7.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС .....	103
7.7.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках .....	104
8 Технико-экономическое обоснование.....	106
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	106
8.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	106
8.3 Налоговые расходы .....	109
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	110
8.5 Оценка инвестиционного проекта .....	111
8.5.1 Методология, исходные данные .....	111
8.5.2 Коммерческая эффективность .....	112
8.5.3 Бюджетная эффективность .....	112
8.6 Анализ чувствительности .....	112

9 Системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторного оборудования.....	115
9.1 Введение.....	115
9.2 Основные виды и причины повреждения силовых трансформаторов .....	115
9.3 Устройства и системы выявления, предотвращения повреждений и ликвидации последствий разрушения силовых трансформаторов.....	117
9.3.1 Реле Бухгольца .....	118
9.3.2 Устройство сброса давления.....	119
9.3.3 Системы автоматического пожаротушения.....	120
9.3.4 Система предупреждения взрывов и пожаров трансформаторов – «Sergi».....	123
9.4 Итоги .....	126
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>127</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>129</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходные данные .....</b>	<b>131</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Суточные графики нагрузки.....</b>	<b>132</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Годовые графики нагрузки .....</b>	<b>133</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г Баланс энергии .....</b>	<b>134</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д ВЭР Маловодного года с обеспеченностью годового стока 90% .....</b>	<b>135</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е ИКН для января и декабря .....</b>	<b>136</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Баланс мощности .....</b>	<b>137</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ И Параметры моделей гидротурбин .....</b>	<b>138</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ К Параметры гидротурбин .....</b>	<b>139</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Л Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ50-В .....</b>	<b>141</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ М Проточная часть турбины ПЛ50-В .....</b>	<b>142</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Н Спиральная камера .....</b>	<b>143</b>

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КУМСКОЙ ГЭС

Наименование реки .....Кума;

Местонахождение ГЭС .....Мурманская область;

Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний .....139 м<sup>3</sup>/с;

б) всех турбин .....368 м<sup>3</sup>/с;

в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....912 м<sup>3</sup>/с;

0,01% .....1065 м<sup>3</sup>/с;

г) минимальный .....84 м<sup>3</sup>/с;

Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока .....годовой;

б) отметка: НПУ .....109 м;

ФПУ .....112 м;

УМО .....105,81 м;

в) объемы:

• полный .....9,17 км<sup>3</sup>;

• полезный .....1,31 км<sup>3</sup>;

Напоры ГЭС:

а) максимальный .....46,5 м;

б) расчетный .....33,45 м;

в) минимальный .....32,4 м;

Энергетические характеристики:

а) мощность:

установленная .....106 МВт;

гарантированная .....85 МВт;

б) среднемноголетняя выработка энергии .....412,5 млн

кВт·ч.

Плотины:

а) бетонная водосливная плотина, гравитационная .....материал бетон;

б) бетонная станционная часть .....материал бетон;

в) гравитационная бетонная правобережная и левобережная глухие  
части .....материал бетон;

г) здание ГЭС деривационного типа .....материал бетон.

Водосбросные сооружения:

а) станционная .....материал бетон;

б) глухая левобережная .....материал бетон;

в) водосливная .....материал бетон.

Водосбросные сооружения:

а) тип .....поверхностный водослив;

б) число и размер пролетов .....2 отверстий по 4 м;

в) общая длина ..... 10 м;  
г) максимальная высота ..... 22 м;

1. Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ50-В-375;  
б) тип генератора ..... СВ-595/100-30УХЛ5;  
в) мощность генератора ..... 36,7 МВт;  
г) количество агрегатов ..... 4 шт.

2. Технико-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения ..... 69891,93 руб./кВт;  
б) себестоимость энергии ..... 0,39 руб./кВт·ч;  
в) срок окупаемости ..... 10 лет 3 месяцев.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Местоположение гидроузла**

Кума является верхним течением Ковды-реки ,вытекающей из озера Топозеро, впадающей в Кандалакшский залив ,являющегося частью Белого моря. Длина реки 217 км., площадь бассейна 28 тыс.км<sup>2</sup>.

#### **1.1.2 Климат**

Зима продолжительная ,относительно мягкая. Лето короткое, но прохладное. Погода неустойчивая, это объясняется частыми циклонами, которые идут с западной стороны. Годовое количество осадков колеблется от 400-500 мм на северной стороне и 700-800 мм на юге. Весна на юг приходит во вторую декаду апреля , но резкое похолодание возможно в мае, а на северной стороне -в июне. СП 131.13330-2016 «Климатология» температура воздуха наиболее холодной недели составила -28°C.

#### **1.1.3 Гидрологические данные**

Река питается поверхностными и подземными притоками. Среднемноголетний расход воды равен 141 м<sup>3</sup>/с (объём стока 8,61 км<sup>3</sup>/год). Весенний подъём воды( половодье) начинается в мае и заканчивается в основном в июле. Сток воды распределяется в течение года равномерно: за весенний период составляет 34%; за летний – 24%, за осенний – 24 % и за зимний – 18% годовой величины. Максимальный расход при основном расчётом случае 739 м<sup>3</sup>/с и максимальный расход при поверочном случае 912 м<sup>3</sup>/с ,санитарный расход  $Q_{сан} = 30$  м<sup>3</sup>/с.

## **2 Водно-энергетический расчет**

В приложении А имеется гидрологический ряд за 50 лет наблюдений за рекой Кума. Год делится на половодье (многоводный период) и межень ( маловодный период). К половодью относятся месяцы, в которых превышают среднегодовые значения. К межени соответственно, где расходы ниже средних значений за год.

### **2.1 Исходные данные**

1. Проектируемая ГЭС находится на реке Кума;
2. Энергосистема: Кольское РДУ, $P_{max} = 2068$  МВт;
3. Установленная мощность существующих ГЭС: 1358 МВт

4. Отметка НПУ = 109 м;
5. Отметка сухого дна = 60 м;
6. Коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ;
7. Зимний коэффициент  $k_3 = 0,8$ ;
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,49$  м;
9. Требования участников водохозяйственного комплекса и потери воды представлены в таблице 1, а требования ВХК в таблице 2.
10. Кривые связи

Таблица 1 – Потери воды из водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1,6	4,4	2,9	2,5	0,8	0,9	0,9	0	0
$Q_{ледообр}, \text{м}^3/\text{с}$	0,8	0,7	0,4	-3	-1,6	0	0	0	0	0	1,7	1,0
$Q_{фильтр}, \text{м}^3/\text{с}$	0,21	0,18	0,18	0,79	1,11	0,73	0,63	0,39	0,45	0,43	0,43	0,25

Таблица 2 – Требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
$Q_{сан\ поп}, \text{м}^3/\text{с}$							30					

## 2.2 Выбор расчетного года

Среднемесячные расходы для (1947) года 50% обеспеченности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Среднемесячные расходы для (1947) года 50% обеспеченности:

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{ср}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	41	37	35	168	375	278	155	139	105	92	101	89	141

Среднемесячные расходы для (1970) года 90% обеспеченности приведены в таблице 4

Таблица 4 - Среднемесячные расходы для (1970) года 90% обеспеченности:

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{ср}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	39	36	32	158	137	214	118	80	94	85	88	48	98

Обеспеченности для половодья 1947 года 50% и 90% обеспеченности 50% и 90% для половодья 1970 года приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 - 50% обеспеченности для половодья (1947 год):

Месяцы	4	5	6	7	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	168	375	278	155	250

Таблица 6- 90% обеспеченности для половодья (1970 год):

Месяцы	4	5	6	7	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	158	137	214	118	158

Нужно ввести поправочные коэффициенты потому, что средние расходы отличаются.

$$K_{\text{пол } 50\%} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{238}{250} = 0,92; \quad (2.1)$$

$$K_{\text{пол } 90\%} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{163}{158} = 1,02; \quad (2.2)$$

После корректировки поправочными коэффициентами, обеспеченности 50 и 90% обеспеченности для межени приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Таблица 7 - 50% обеспеченности для межени (1947 год):

Месяцы	1	2	3	8	9	10	11	12	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	43	38	36	129	104	93	102	91	80

Таблица 8 - 90% обеспеченности для межени (1970 год):

Месяцы	1	2	3	8	9	10	11	12	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	41	36	34	75	90	83	81	49	61

Расходы вновь не совпали с первичным значением, значит, нужно изменить поправочные коэффициенты.

$$K_{\text{меж } 50\%} = \frac{Q}{Q_{\text{баз}}} = \frac{86}{80} = 1,05; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{меж } 90\%} = \frac{61}{61} = 1; \quad (2.4)$$

После изменения поправочных коэффициентов расходы 50% обеспеченности для 1947 года приведены в таблице 9.

Таблица 9 - 50% обеспеченности (1947 год):

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	43	38	36	168	375	278	155	129	104	93	102	91	135

$Q_{cp}$  не совпадает с исходными данными, нужно корректировать полученные поправочные коэффициенты, принимаем  $K_{\text{пол } 50\%} = 0,97$ ;  $K_{\text{меж } 50\%} = 1,025$ . Значения расходов после корректировки приведены в таблицах 10,11.

Таблица 10 - 50% обеспеченности (1947 год):

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	47	42	37	166	378	276	160	140	113	101	110	97	135

Таблица 11 - 90% обеспеченности (1970 год):

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{cp}$
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	41	36	34	158	137	214	118	75	90	83	81	49	98

Гидрограф реки Кума в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 1.

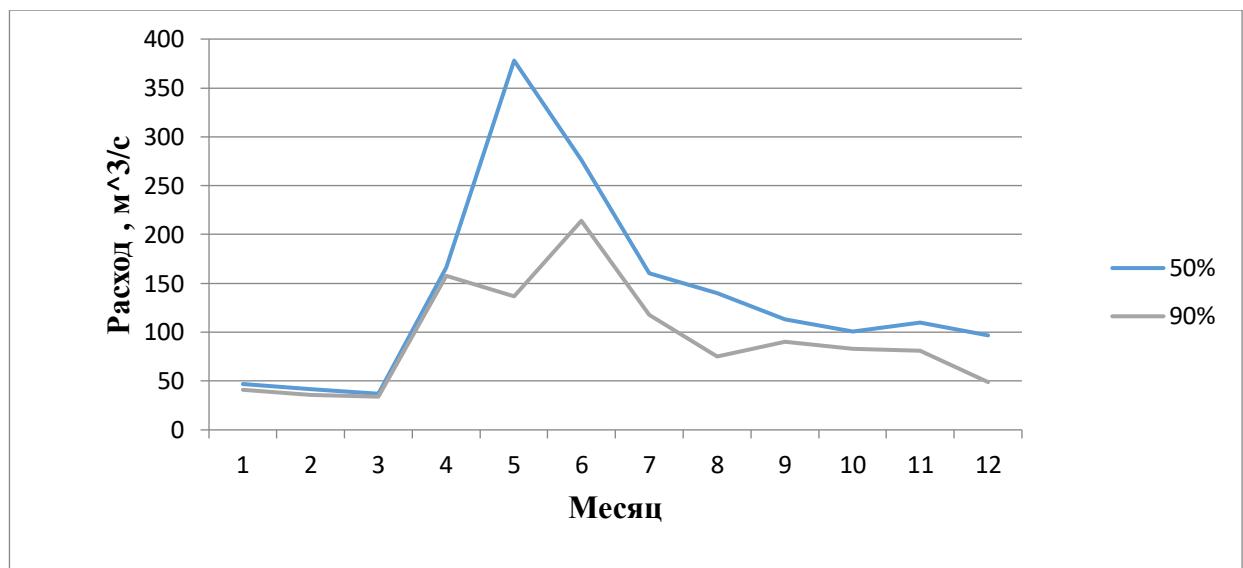


Рисунок 1 – Гидрограф реки Кума маловодного и средневодного года

## 2.3 Кривые связи

### 2.3.1 Верхний бьеф

Для того чтобы построить кривую связи в верхнем бьефе проектируемой ГЭС, необходимы: отметки НПУ=109 м и полный объем водохранилища  $V_{\text{пол}} = 9,17 \text{ км}^3$ . Координаты кривой зависимости  $Z_{\text{ВБ}} = f(V)$  приведены в таблице 12.

Кривая объемов гидроузла в верхнем бьефе приведена на рисунке 2.

Таблица 12 - Координаты кривой зависимости  $Z_{\text{ВБ}} = f(V)$

V	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,17	10
Z	60,0	77,8	85,2	89,5	93,2	96,9	100, 2	103, 0	105, 7	108, 6	109	111

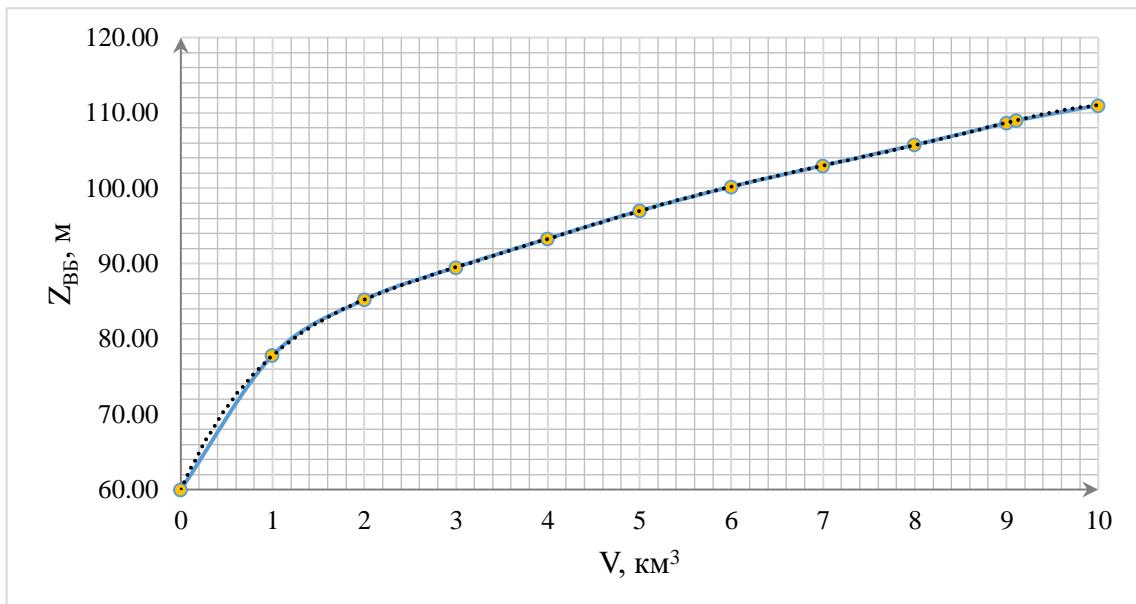


Рисунок 2 – Кривая объемов гидроузла в верхнем бьефе

### 2.3.2 Нижний бьеф

Координаты кривой расходов  $Z_{НБ} = f(Q)$  за летний и зимний период приведены в таблице 13. Кривая расходов за летний и зимний период в нижнем бьефе приведена на рисунке 3.

Таблица 13 – Координаты кривой расходов  $Z_{НБ} = f(Q)$  за летний и зимний период

$Z_{НБ}$ , м	59,9	64,9	67,9	70,2	72,0	73,4	74,5	75,3	75,9	76,3	76,6	76,9	77,1
Qлет, $\text{м}^3/\text{с}$	0	80	160	240	320	400	480	560	640	720	800	880	960
Qзима, $\text{м}^3/\text{с}$	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200

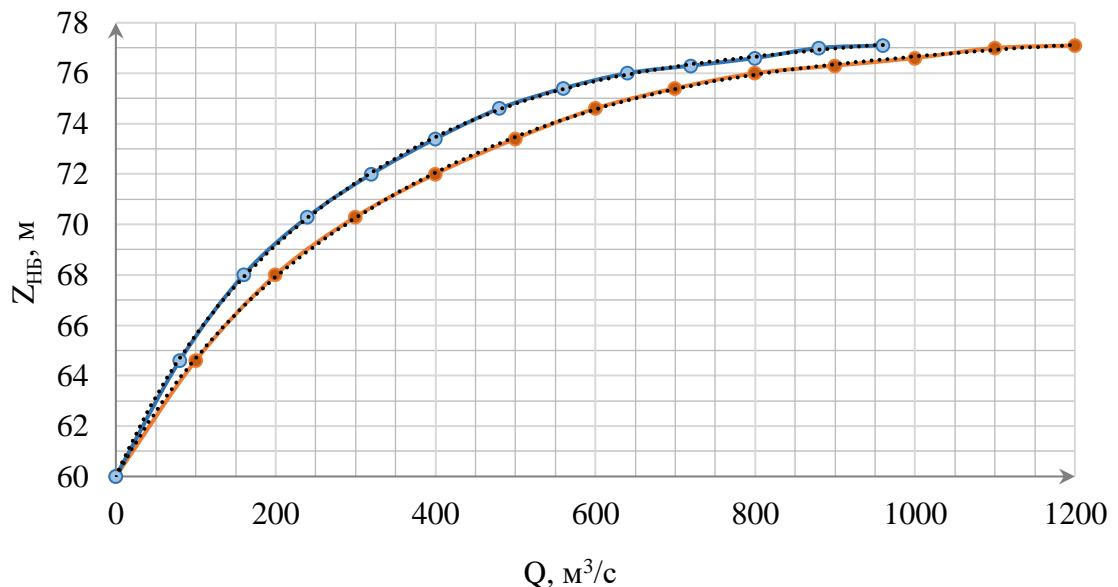


Рисунок 3 – Летняя и зимняя кривая расходов в нижнем бьефе

## 2.4 Графики нагрузки

### 2.4.1 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| \quad (2.5)$$

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

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{\text{л}}^{max}}{2} = \frac{2068 + 1563}{2} = 1815 \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{\text{л}}^{max}}{2} = \frac{2083 - 1563}{2} = 251 \quad (2.7)$$

Аналогично строится график для средних мощностей, но константы  $a$  и  $b$  вычисляются уже по средним потреблениям в зимние и летние сутки  $P_3^{\text{ср}} = 1919 \text{ МВт}$  и  $P_{\text{л}}^{\text{ср}} = 1408 \text{ МВт}$ ,  $a=1650$ ;  $b=259$

Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы в таблице 14. График максимальных и среднемесячных мощностей на рисунке 4.

Таблица 14 - Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы

$t$	$\alpha$	$\cos$	$P_t^{max}$	$P_t^{cp}$
I	0,26	0,97	2068	1915
II	0,79	0,71	2007	1850
III	1,31	0,26	1890	1736
IV	1,83	-0,26	1756	1605
V	2,36	-0,71	1670	1491
VI	2,88	-0,97	1572	1425
VII	3,40	-0,97	1572	1425
VIII	3,93	-0,71	1670	1490
IX	4,45	-0,26	1755	1604
X	4,97	0,26	1890	1735
XI	5,50	0,71	2006	1849
XII	6,02	0,97	2074	1915

По данным таблицы был построен годовой график нагрузки со средним и максимальным потреблением [Приложение В].

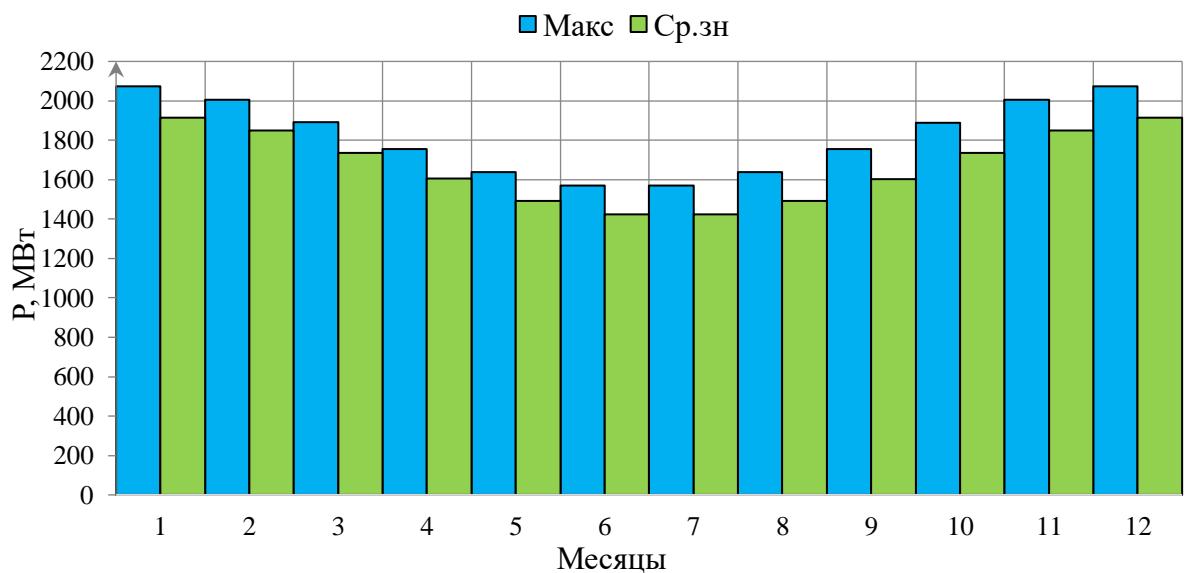


Рисунок 4 – График максимальных и среднемесячных мощностей

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований ВХК

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме. Режим работы представлен в таблице 15. Для выбранного расчетного маловодного года (1970г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.8)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,6$ ;

$Q^{\text{пр}90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,49$  м.

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

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

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса,  $60 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Таблица 15 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{(90\%)}, \text{м}^3/\text{с}$	41	36	34	158	137	214	118	75	90	83	81	49
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	1,0	0,9	0,5	-0,6	3,9	3,7	3,1	1,2	1,4	1,3	2,1	1,3
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	40,0	35,1	34,5	158,6	217,1	142,4	121,9	75,8	88,7	83,7	82,9	48,8
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	40,18	35,28	34,65	159,42	218,18	143,08	122,50	76,23	89,10	84,15	83,30	49,00
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	63	62	62	68	70	67	67	65	65	65	65	63
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	16	14	14	56	73	51	44	29	33	32	31	19
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109

### Окончание таблицы 15

$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
$H, \text{м}$	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-7	-9	-10	33	50	28	21	6	10	8	8	-4

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

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}} = 134 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

## 2.6 Баланс энергии

Баланс энергии строится на годовом графике средних мощностей [Приложение Г]. По данным таблицы 16 строим баланс энергии, 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 энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности

Из баланса энергии определена: гарантированная мощность станции  $N_{\text{гар}} = 88 \text{ МВт}$ .

Таблица 16 – Данные для построения баланса энергии

$t, \text{мес.}$	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	$N_{\text{сущ. гэс}}, \text{МВт}$	$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$
1	1917	894	15	23
2	1852	891	14	23
3	1735	823	14	23
4	1606	781	54	23
5	1491	702	74	23
6	1425	678	50	23
7	1425	678	45	23
8	1491	702	29	23
9	1605	780	33	23
10	1735	824	32	23
11	1849	891	31	23
12	1917	894	18	23

## 2.7 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный ( $P=90\%$ ) год

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен НПУ = 109 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это декабрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Расчеты по ВЭР приведены в [Приложении Д].

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ВХК}}$$

$$Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$$

$$N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}$$

График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год представлен на рисунке 5.

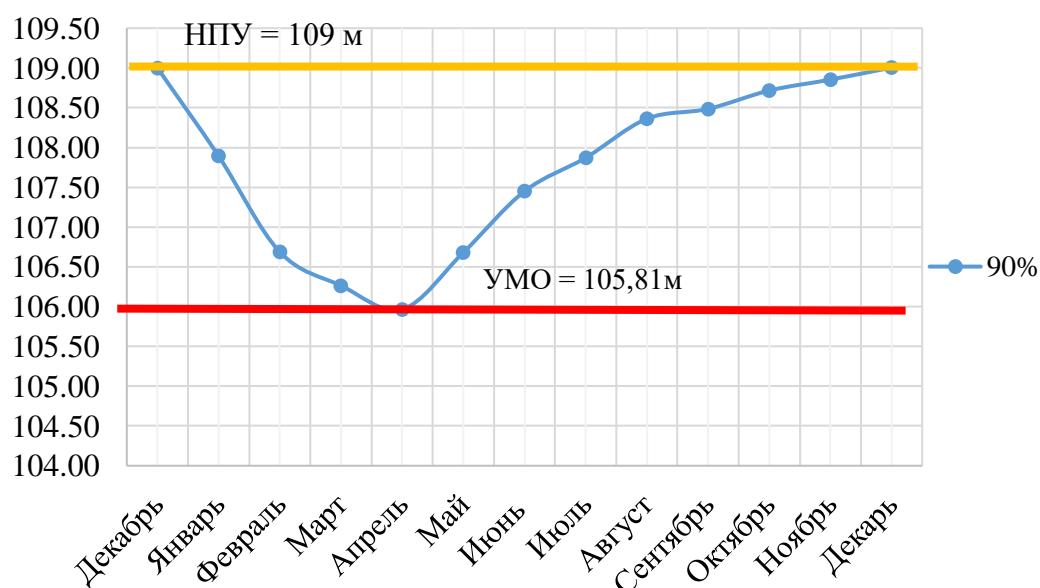


Рисунок 5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{Гар}} = 85 \text{ МВт}$ ;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 105,81 (м).
- полезный объем –  $V_{\text{полезн}} = 1,31 (\text{км}^3)$ .

## 2.8 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе

В курсовом проекте принимаем, что на Кольское РДУ работает Каскады: Туломских, Нивских, Пазских ГЭС. Определим суточную выработку в каждом месяце и полученные результаты сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Выработка и мощности существующих ГЭС

Месяц	$\dot{E}_{\text{гар.}}$ Туломских ГЭС , млн. кВт·ч	$\dot{E}_{\text{гар.}}$ Нивских ГЭС , млн. кВт·ч	$\dot{E}_{\text{гар.}}$ Пазских ГЭС , млн. кВт·ч	$N_{\text{уст}}$ Туломских ГЭС МВт	$N_{\text{уст}}$ Нивских ГЭС МВт	$N_{\text{уст}}$ Пазских ГЭС МВт
Январь	8,72	10,14	3,61	754	440	169
Февраль	8,00	9,30	3,31	754	440	169
Март	7,27	8,45	3,01	754	440	169
Апрель	7,27	8,45	3,01	754	440	169
Май	6,54	7,61	2,71	754	440	169
Июнь	5,81	6,76	2,41	754	440	169
Июль	5,81	6,76	2,41	754	440	169
Август	6,54	7,61	2,71	754	440	169
Сентябрь	7,27	8,45	3,01	754	440	169
Октябрь	7,27	8,45	3,01	754	440	169
Ноябрь	8,00	9,30	3,31	754	440	169
Декабрь	8,72	10,14	3,61	754	440	169

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 зону работы Кумской ГЭС в суточном графике.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полулуника, а также в базу графика нагрузки.

Для этого необходимо при,  $Q_{\text{сан.попуска}} = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ , вычислить:

$$N_{\text{базы}} = \frac{k_n \cdot Q_{\text{сан.попуска}} \cdot H_{\text{гэс}}}{1000} = \frac{8,6 \cdot 30 \cdot 36}{1000} = 9 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

$$\dot{E}_{\text{базы}} = \frac{24 \cdot N_{\text{базы}}}{1000} = 0,222 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.12)$$

Вписываем полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в зону пика или полулуника необходимо:

$N_{\text{гар}}=85 \text{ МВт}$ , следовательно

$$\dot{E}_{\text{гар}} = \frac{24 \cdot N_{\text{гар}}}{1000} = 2,03 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.13)$$

$$\dot{E}_{\text{пик}} = \dot{E}_{\text{гар}} - \dot{E}_{\text{баз}} = 2,03 - 0,222 = 1,807 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.14)$$

Проводим Э<sub>пик</sub> на ИКН таким образом, чтобы вершины треугольника коснулись линии ИКН. Катет треугольника параллельный оси Р, примет значение  $N_{\text{пик}} = 91 \text{ МВт}$ .

В результате, зная мощность базы и пика рассчитаем  $N_{\text{раб}}$ :

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{базы}} = 91 + 9 = 100 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

По данным таблицы 17 была построена ИКН декабрь-январь[Приложение Е].

### **2.9. Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей**

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от  $P_t^{\max}$ , аварийный резерв составляет 10% от  $P_t^{\max}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 18.

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\max}}{6} = \frac{936}{6} = 156 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\max}}{6} = \frac{100}{6} = 17 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = 934 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

Таблица 18–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P <sub>max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>а.р</sub>	N <sub>раб.max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб.max</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб.max</sub>	N <sub>а.р</sub>	N <sub>рем</sub>
I	2074	62	207	936	56	0	100	6	0	1038	207	0
II	2007	60	201	858	56	0	61	4	0	1083	201	0
III	1890	57	189	780	51	0	81	5	0	1029	189	0
IV	1756	53	176	780	49	0	56	4	0	920	176	54
V	1670	50	167	702	46	0	61	4	0	907	167	151
VI	1572	47	157	624	43	0	56	4	0	891	157	262
VII	1572	47	157	624	43	0	58	4	0	890	157	262
VIII	1670	50	167	702	46	78	64	4	0	904	167	152
IX	1756	53	176	780	49	78	61	4	17	915	176	54,5
X	1890	57	189	780	51	0	85	6	0	1025	189	0
XI	2007	60	201	858	56	0	66	4	0	1083	201	0
XII	2074	62	207	936	56	0	100	6	0	1038	207	0

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 100 + 6 = 106 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

По данным таблицы был построен график баланса мощностей [Приложение Ж].

## 2.10 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный (Р=50%) год

ВЭР средневодного года необходим для определения среднемноголетней выработки, проектируемой ГЭС. Из первой итерации среднемноголетняя выработка находится как сумма выработок за каждый месяц. Далее строится график, на котором отображается сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года. График сработки-наполнения водохранилища приведен на рисунке 6.  $\dot{\mathcal{E}}_{ср.мн} = 412,5 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$ .

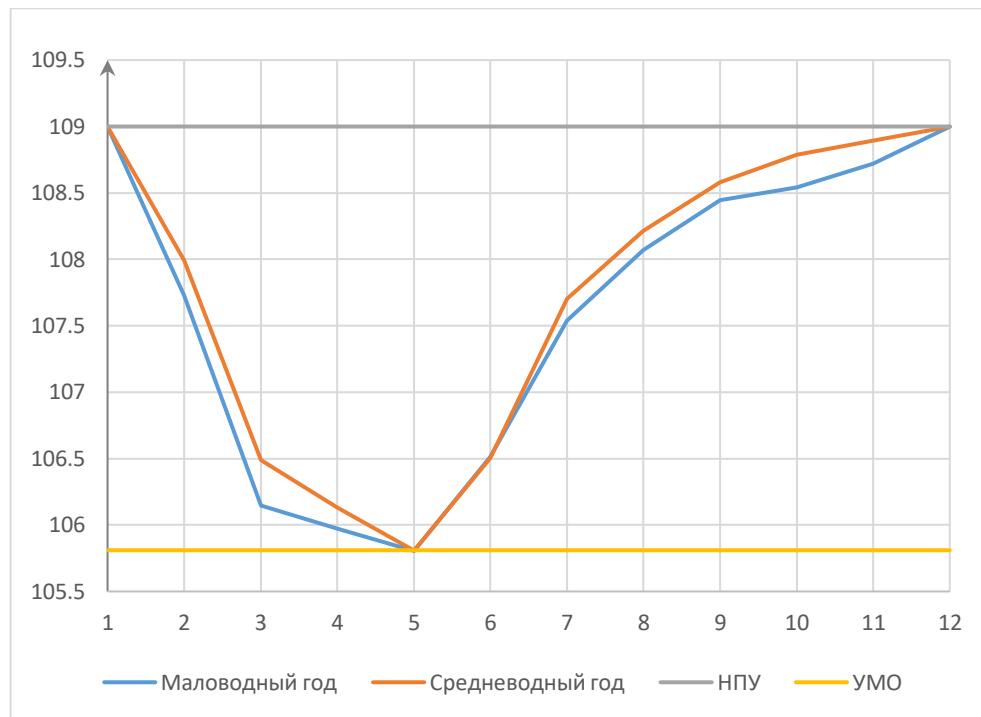


Рисунок 6 –График сработки-наполнения водохранилища

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Режимное поле

Для того, чтобы определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС нужно построить режимное поле с указанием линий ограничений для разных режимов.

Данные для построения режимного поля приведены в таблице 19. На рисунке 7 представлено режимное поле.

Таблица 19 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}}$ , м	$H_{\text{НПУ}}$ , м	$H_{\text{УМО}}$ , м	$H_{\text{ВБ}}^{\text{янв}}$	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$
0	58,17	47,49	45,34	46,47	38	333,1	35	376,1
50	62,66	44,16	42,18	42,72	37	340,4	34	370,7
100	65,73	41,90	39,71	40,44	36	350,2	33	365,2
150	67,68	40,75	37,75	38,85	35	362,5	32	359,7
200	69,79	39,15	36,15	37,28	34	373,5	31	354,0
250	70,89	38,00	34,81	35,56	33	385,2	30	348,2
300	71,51	36,72	33,67	34,80				
350	72,78	35,88	32,69	33,71				
400	73,56	35,04	31,85	32,89				
450	74,07	34,32	31,13	32,33				

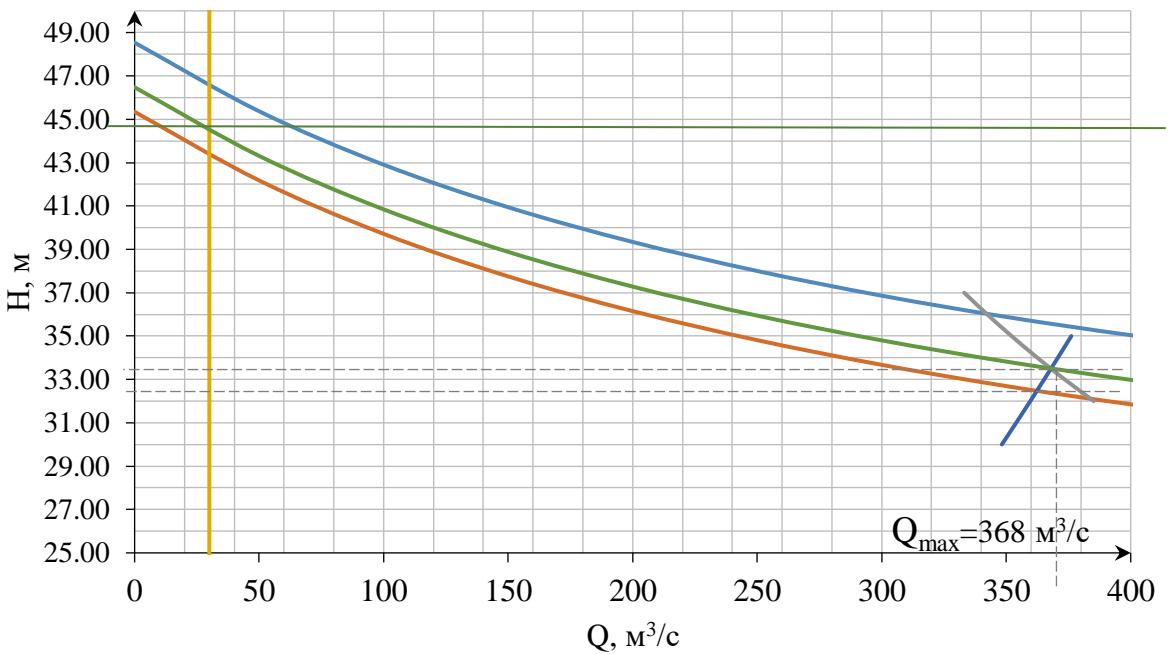


Рисунок 7 –Режимное поле

Из режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max} = 46,5 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 33,45 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{\min} = 32,4 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС

### 3.2 Выбор системы и типа гидротурбин

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС будет работать с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Выбор системы и типа турбины производится максимальному напору, а также по отношению максимального напора к минимальному.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- Поворотно-лопастная ПЛ50-В;
- Поворотно-лопастная диагональная ПЛД50-В.

- Радиально-осевая РО45-В.

За расчетную точку принимаем точку пересечение линии, проведенной через точку оптимума, и линии максимального расхода турбины.

Параметры моделей данных гидротурбин приведены в [Приложении И].

### 3.3 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаёмся рядом стандартных значение диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_r = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 3,75^2 \cdot 33,45 \cdot \sqrt{33,45} \cdot 0,92 \cdot 0,97 = 36201 \text{ кВт} \quad (3.1)$$

где  $Q'_{Ip}$  - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_t$  - КПД натурной турбины;

$\eta_r$  - КПД генератора. Принимаем  $\eta_r = 0,97$

КПД натурной турбины:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_{\text{мод}}}} \right) = 1 - (1 - 0,887) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{3,75}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{36}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,14}{0,99}} \right) = 0,92 \quad (3.2)$$

Где  $\eta_m$  - КПД модельной турбины

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

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

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H_p$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_n$ ,  $v_{\text{мод}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натурных и модельных условий;  $v_n$  при средней температуре воды в году 20°C составляет  $1,01 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

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

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{106000}{36201} = 3 \text{ шт}; \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 106000 \text{ кВт}$ ),

$N_a$  – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_h}{\eta_m} = \frac{0,920}{0,887} = 1,04 \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n_c' = \frac{n_{I_p}' \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{116 \sqrt{1,04 \cdot 33,45}}{3,75} = 185,05 \text{ об/мин} \quad (3.5)$$

где  $n_{I_p}'$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду, принимается  $n_c = 200$  об/мин.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n_{I_{max}}' = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\Delta_1 H_{min}} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,04 \cdot 32,4} = 123,34 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.6)$$

$$n_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\Delta_1 H_p} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,04 \cdot 33,45} = 121,65 \text{ об/мин} \quad (3.7)$$

$$n_{I_{min}}' = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\Delta_1 H_{max}} = \frac{200 \cdot 3,75}{1,04 \cdot 46,5} = 107,51 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_r} = \frac{36201}{9,81 \cdot 3,75^2 \cdot 33,45^{1,5} \cdot 0,97} = 1,11 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.9)$$

Координаты расчетной точки  $Q'_I = 1,22 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,92$  о.е.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{H_{max}} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_r} = \frac{36201}{9,81 \cdot 3,75^2 \cdot 46,5^{1,5} \cdot 0,97} = 0,76 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.10)$$

Координаты точки  $Q'_I = 0,840 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,92$  о.е.

Приведенные расходы:

$$Q'_{H_{min}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{60}{3,75^2 \cdot \sqrt{32,4 \cdot 1,04}} = 0,698 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.11)$$

$$Q'_{\text{Hmax}} = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta}} = \frac{60}{3,75^2 \cdot \sqrt{46,5 \cdot 1,04}} = 0,620 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.12)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбин ПЛ50-В, ПЛД50-В и РО45-В представлены в [Приложении К].

На основании полученных данных в [Приложении К] были построены главные универсальные характеристики и приведены в [Приложении Л].

Выбор подходящих типов гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь убираются типы турбин, левая граница рабочей зоны которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Далее убираются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами точка оптимума находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Сравнив все характеристики на данном этапе, приходим к выводу, что в следующих расчётах будем рассматривать турбину ПЛ50-В, диаметром 3,75.

### **3.4 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы**

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{p.k.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s \quad (3.13)$$

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

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

- для максимального напора  $H_{\text{max}}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_p$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{\text{min}}$  и номинальной мощности.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s \quad (3.14)$$

где  $B=10,3$  м вод. ст. – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;

$\Delta H_s$  – 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 расчетных условий;

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

При  $H_{\max}$ :

$$H_S = 10,33 - \frac{62,19}{900} - 0,18 \cdot 46,5 - 1,5 = 0,40 \text{ м}$$

При  $H_p$ :

$$H_S = 10,33 - \frac{64,02}{900} - 0,365 \cdot 33,45 - 1,5 = -4,37 \text{ м.}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_S = 10,33 - \frac{64,37}{900} - 0,36 \cdot 32,4 - 1,5 = -3,81 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы. Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s = -4,37$  м. Для этого случая  $Z_{\text{нб}} = 64,10$  м. Тогда заглубление по формуле:

$$VZ_{\text{п.к.}} = 64,10 + (-4,37) = 59,65 \text{ м.}$$

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

### 3.5 Расчет и построение бетонной спиральной камеры

Исходными данными для расчета являются:

1. Угол охвата спиральной камеры –  $\varphi_{\text{сп}} = 225^0$  – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры для напора  $H = 33,45$  м.

2. Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 3,75 = 6,52 \text{ м} \quad (3.15)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 5,45 \text{ м}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{5,45}{2} = 2,73 \text{ м.} \quad (3.16)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 4,75 \text{ м}$$

$$r_b = \frac{D_{bh}}{2} = \frac{4,75}{2} = 2,38 \text{ м.} \quad (3.17)$$

5. Высота статора:

$$B_{ct} = b_0 + 0.0033 \cdot D_1 = 1,31 + 0,01 = 1,32 \text{ м,} \quad (3.18)$$

где  $b_0$  – высота направляющего аппарата [Приложение М]

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3,75 = 1,31 \text{ м.} \quad (3.19)$$

6. Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

7. Допустимые средние скорости воды во входном сечении –  $V_{bx} = 6 \text{ м/с;}$

8. Форму меридианного сечения спиральной камеры принимаем с плоским потолком ( $n = 0$ ) с углом  $\gamma = 15^\circ$ . При таком сечении наиболее просто осуществляются проходы в шахту турбины, установка вспомогательного оборудования и трубопровода. На рисунке 8 представлено входное сечение спиральной камеры.

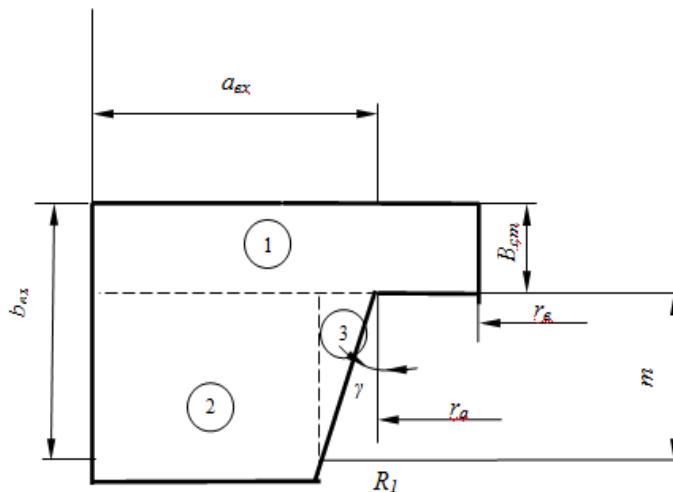


Рисунок 8 - Входное сечение спиральной камеры

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{p.t}} = \frac{36201}{9,81 \cdot 33,45 \cdot 0,92} = 119,87 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.20)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{119,87 \cdot 2,25}{360} = 74,92 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{bx}} = \frac{Q_i}{V_{\text{bx}}} = \frac{74,92}{6} = 12,49 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$\begin{aligned} F_{\text{bx}} &= b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{bx}} - r_a)b_{\text{bx}} - \frac{(b_{\text{bx}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ = \\ &= 1,3 \cdot (2,73 - 2,38) + (6,52 - 2,73)b_{\text{bx}} - \frac{(b_{\text{bx}} - 1,3)^2}{2} \cdot 0,268 = 10,1 \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$0,134b_{\text{bx}}^2 - 4,173b_{\text{bx}} + 10,072 = 0; \quad (3.24)$$

$$b_{\text{bx}} = 3,62 \text{ м.}$$

$$a_{\text{bx}} = r_{\text{bx}} - r_a = 6,52 - 2,73 = 3,80 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 20.

$$a_i = r_i - r_a = r_i - 2,73; m_i = k_2 \cdot a_i \quad (3.26)$$

$$k_2 = \frac{b_{\text{bx}}}{a_{\text{bx}}} = \frac{3,62 - 1,3}{3,80} = 0,160; \quad (3.27)$$

Тогда:

$$b_i = m_i + b_0 = m_i + 13 \quad (3.28)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tg} 15^\circ = 2,73 + m_i \cdot 0,268 \quad (3.29)$$

Значения интеграла для любого сечения вычислены по формуле:

$$\begin{aligned} J_i &= b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i = 1,3 \cdot \ln \frac{2,73}{2,38} + 6,35 \ln 0,87 - \\ &6,11 + 5,04 = 3,56 \text{ м} \end{aligned} \quad (3.30)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\phi_i^\circ = \frac{225}{J_{\text{bx}}} \cdot J_i = \frac{225}{3,56} = 63,20 \cdot J_i \quad (3.31)$$

Величина расхода для любого сечения спирали:

$$Q_i = \frac{Q_{\text{bx}}}{J_{\text{bx}}} \cdot J_i = \frac{62,04}{3,56} = 17 \cdot J_i \quad (3.32)$$

Данные для расчета спиральной камеры представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Данные для расчета спиральной камеры

Величи на	Сечения											
	vх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
<i>ri</i>	6,52	6,18	5,83	5,49	5,14	4,80	4,45	4,11	3,76	3,42	3,08	2,73
<i>bi</i>	4,35	3,82	3,35	2,92	2,54	2,22	1,94	1,72	1,54	1,41	1,34	1,31
<i>ai</i>	3,80	3,45	3,11	2,76	2,42	2,07	1,73	1,38	1,04	0,69	0,35	0,01
<i>rk</i>	3,54	3,40	3,27	3,16	3,05	2,97	2,89	2,83	2,79	2,75	2,73	2,73
<i>rk/ra</i>	1,30	1,25	1,20	1,16	1,12	1,09	1,06	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00
<i>ln (rk/ra)</i>	0,26	0,22	0,18	0,15	0,11	0,09	0,06	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
<i>ri/ra</i>	2,39	2,27	2,14	2,01	1,89	1,76	1,63	1,51	1,38	1,25	1,13	1,00
<i>ln (ri/ra)</i>	0,87	0,82	0,76	0,70	0,63	0,57	0,49	0,41	0,32	0,23	0,12	0,00
<i>b·ln(ri/r a)</i>	3,79	3,13	2,55	2,04	1,62	1,25	0,95	0,70	0,50	0,32	0,16	0,00
<i>rk·ctgy</i>	13,20	12,67	12,20	11,77	11,40	11,0 7	10,7 9	10,5 7	10,3 9	10,2 7	10,1 9	10,1 6
<i>rk·ctgy· ·ln(rk/ra )</i>	3,45	2,80	2,22	1,73	1,30	0,94	0,65	0,41	0,23	0,10	0,03	0,00
<i>mi</i>	3,04	2,51	2,03	1,61	1,23	0,91	0,63	0,40	0,23	0,10	0,03	0,00
<i>Ji</i>	3,56	3,02	2,54	2,10	1,72	1,40	1,11	0,88	0,68	0,50	0,34	0,18
<i>φi</i>	225,0 0	190,8 9	160,1 9	132,9 0	108,9 4	88,1 9	70,4 5	55,4 1	42,6 6	31,6 4	21,6 0	11,5 5
<i>Qi</i>	62	53	44	37	30	24	19	15	12	9	6	3

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ . График представлен на рисунке 9.

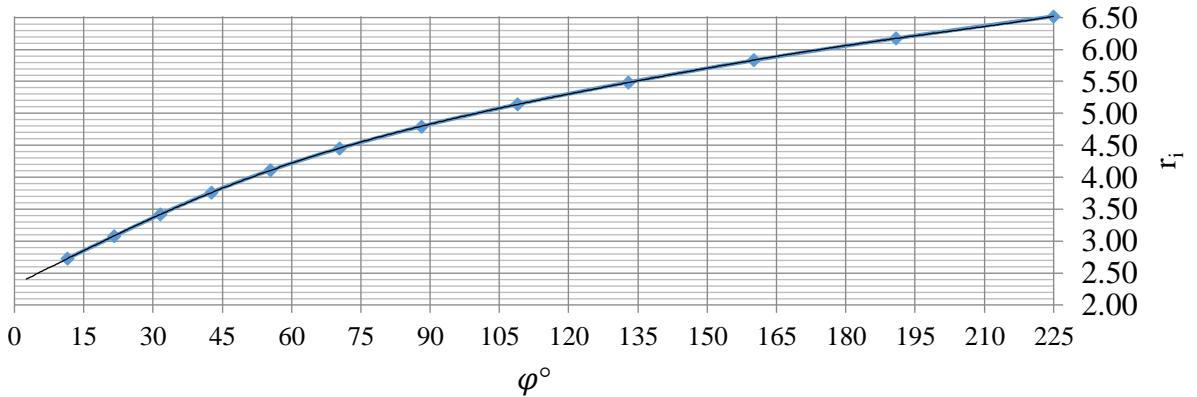


Рисунок 9 – График зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

План спирали, построен по таблице 21 представлен в [Приложении Н]. Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с  $\Delta \varphi_{\text{сп}} = 15^0$ .

Таблица 21 – Данные для построения спирали

$\varphi$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, \text{м}$	2,29	2,79	3,33	3,75	4,18	4,45	4,71	5,15
$\varphi$	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, \text{м}$	5,34	5,57	5,69	5,79	6,02	6,18	6,31	6,52

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 3,75 = 10,98 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  (м), то установится промежуточный бычок, толщину которого приближённо назначается из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{119,87}{400} = 0,22 \text{ м.} \quad (3.34)$$

где  $Q_{\max}$  — максимальный расход воды через турбину,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

$$Q_{\max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\max}} = \frac{36201}{9,81 \cdot 33,45 \cdot 0,92} = 119,87 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.35)$$

где  $N$  — номинальная мощность турбины,  $N = 36201 \text{ кВт}$ ;

$\eta_{\max}$  — КПД турбины при максимальном расходе и номинальной мощности.

$\eta_{\max} = 0,920$

Определим ширину подвода с учетом бычка:

$$B = B' + b = 10,98 + 0,22 = 11,20 \text{ м.} \quad (3.36)$$

### 3.6 Выбор серийного типа генератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{36}{0,9} = 36,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.37)$$

где -  $\cos\varphi = 0,9$

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{200} = 30. \quad (3.38)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-595/100-30УХЛ5. Данные генератора представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика генератора СВ-595/100-30УХЛ5

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	36,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	33
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Исполнение		Подвесной	
Масса генератора	м	т	310

### 3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.7.1 Расчёт вала на прочность

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

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}; \quad (3.39)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ ;

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 36201}{200} = 1,52 \text{ МПа}; \quad (3.40)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{1,52}{32} \right)^{0,33} = 0,625 \text{ м} = 625 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм). Принимается  $D_B = 650$  мм.

### 3.7.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{36201}{200 \cdot 3,75} = 34 \text{ кН} \quad (3.41)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\pi}$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ , принимаем  $d_{\pi} = 670$  мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\pi} \cdot h_{\pi}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.42)$$

где  $h_{\pi}$  - принимается 300 мм, при  $D_B = (500 - 800)$  мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.43)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\pi}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.44)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{34,4}{0,67 \cdot 0,3} = 171,1 \text{ кПа}$$

$$U = \pi \cdot 200 \cdot \frac{0,67}{30} = 14 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 14 = 406 \text{ кПа}$$

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

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\pi} = 300 \text{ мм};$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2\cdot\cos a + 2\cos(2a)}, \text{ кН} \quad (3.45)$$

$$\text{где } a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}; \quad (3.46)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.47)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_n}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.48)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.49)$$

Расчет:

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

$$R_1 = \frac{34,4}{1+2\cdot\cos(45^o)+2\cos(90^o)} = 14,2 \text{ кН};$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,88 \cdot \pi \cdot \frac{0,67}{8} = 0,231 \text{ м};$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{14,2}{0,231 \cdot 0,3} = 205,2 \text{ кПа};$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 14 = 700 \text{ кПа.}$$

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

Так как условие соблюдается в обоих видах подшипников то, из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

### 3.7.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме в справочнике [3] определяется тип маслонапорной установки для напора 46,5 м и D1 – 3,75 м: МНУ 4/1-40-4-2,

где 4 – объем гидроаккумулятора;

1 – количество гидроаккумуляторов;

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

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

1 – количество насосов.

### **3.7.4 Выбор электрогидравлического регулятора**

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭГРК – 100, где ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором; 100 – диаметр главного золотника;

### **3.7.5 Выбор кранов**

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

- 1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
- 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
- 3) Климатические условия данной местности

Исходя из массы ротора гидрогенератора полученной в пункте 5 и количества агрегатов - 4, выбираются краны, мостовой грузоподъемностью 400 тонн. Козловые краны верхнего и нижнего бьефа грузоподъемностью 2x50 тонн.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 23.

Таблица 23– Исходные данные по генератору и системе

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
4×26,5	10,5	0,9	220	150	100

- Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .
- Время использования установленной мощности  $T_{\max} = 4000$  ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ .
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ .
- Подстанция «Княжегубская», ОДУ Северо-Запада.

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 10.

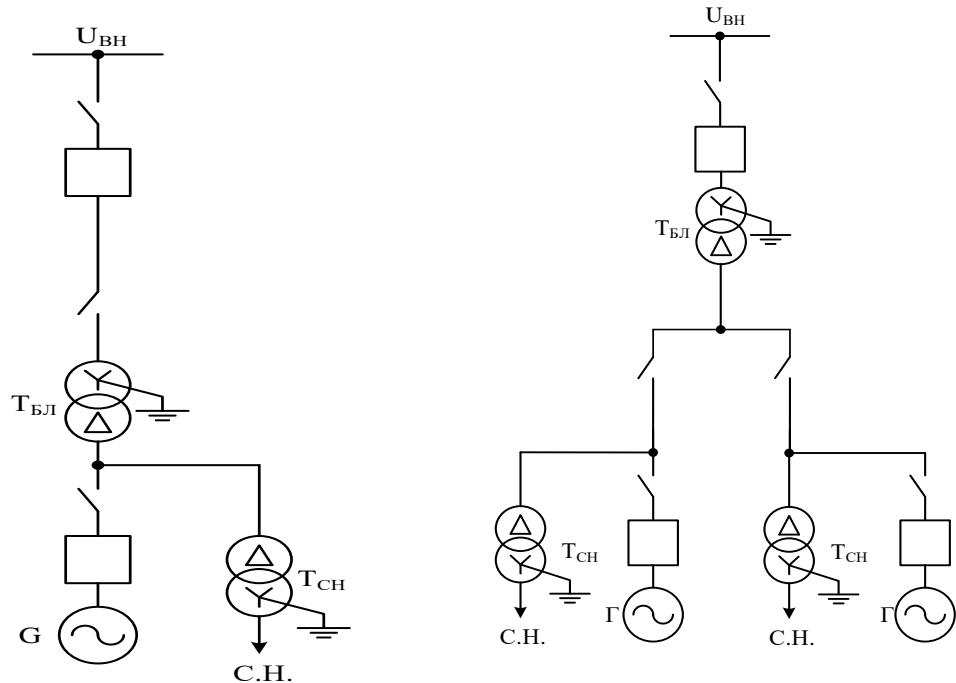


Рисунок 10– Схема с одиночным и укрупненным блоками.

### 4.3 Выбор силового оборудования

#### 4.3.1 Выбор силового трансформатора для схемы с одиночным блоком

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{26,5 - 26,5 \cdot 0,01}{0,9} = 35,2 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский трансформатор" выбирается трансформатор ТД-40000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 24.

Таблица 24–Каталожные данные трансформатора ТД-40000/220-У1

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{\text{БН}}$	$U_{\text{НН}}$				
40	230	10,5	11	170	40	0,6

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,04 \cdot 8729 = 349,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,17}{1} \cdot \left(\frac{35,2}{40}\right)^2 \cdot 2405 = 316,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\max} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного  $\text{МВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (349,16 + 316,61) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 2397 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 2397 = 9588 \text{ тыс. руб./год}$$

### 4.3.2 Выбор силового трансформатора для схемы с укрупненным блоком

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_F} = 2 \cdot \frac{(26,5 - 26,5 \cdot 0,01)}{0,9} = 71,06 \text{ МВА} \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбирается трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 25.

Таблица 25–Каталожные данные трансформатора ТДЦ -80000/220-У1

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
80	242	10,5	11	280	60	0,3

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_B, \quad (4.9)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}^2} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,280}{1} \cdot \left( \frac{71,06}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 521,48 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот}(1)} = (523,74 + 521,48) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 3762 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 3762 = 7524 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.3.3 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{\text{уст}}$ :

$$S_{c.h.} = 0,01 \cdot \frac{S_{\text{уст}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}. \quad (4.13)$$

$$S_{c.h.} = 0,01 \cdot \frac{106}{0,9} = 1,42 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу ОАО «Электрозвод» выбираются 4 трансформатора ТСЗФ-1600/10У3. Каталожные данные приведены в таблице 26.

Таблица 26–Каталожные данные трансформатора ТСЗФ-1600/10У3

$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$	
1,6	10	0,4	6

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_c} = \frac{106 - 1,06}{0,85} = 149 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

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

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_l = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{149}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2, \quad (4.15)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,196 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 196 = 206 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=220\text{kV}$  выбирается провод марки АС – 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,391 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $605 \text{ A} > 391 \text{ A}$  значит, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 27

Таблица 27– Параметры провода марки АС–240/32

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

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

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

$$K = n \cdot K_T + t \cdot K_{\text{opy}}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора

$K_{\text{opy}}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ )

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

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

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 28000 + 8 \cdot 18000 = 256000 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 73000 + 6 \cdot 18000 = 254000 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где  $E_h = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 256000 + 9588 = 47988 \text{тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 254000 + 7524 = 45624 \text{тыс. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{47988 - 45624}{47988} \cdot 100\% = 4,9\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равносочетанными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 11.

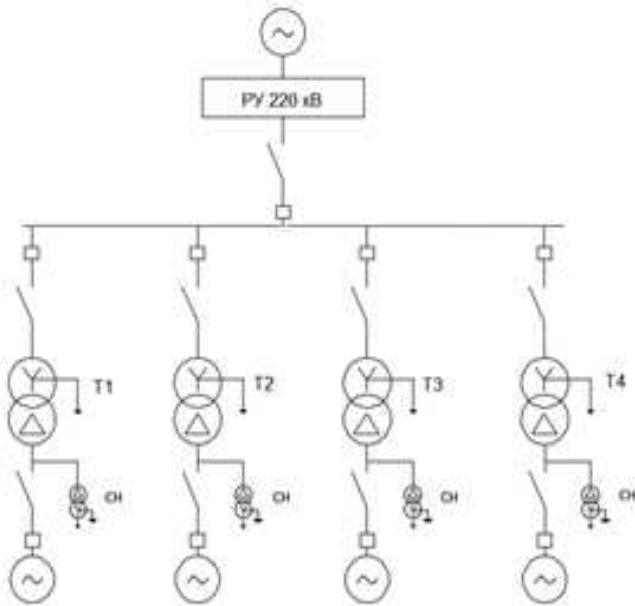


Рисунок 11 – Схема с одиночными блоками.

#### 4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 6(2 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и одной обходной. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 12.

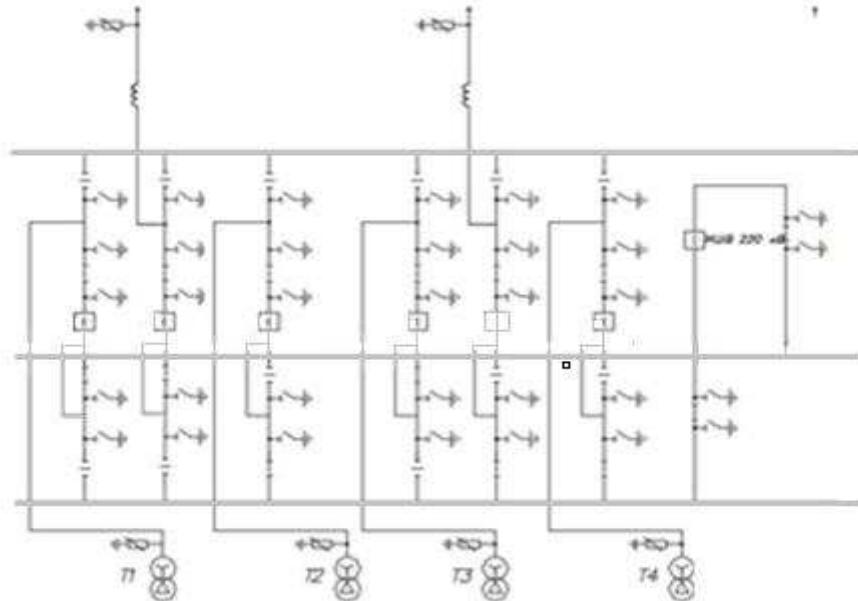


Рисунок 12– Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ и одна обходная

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

##### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Определяются индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{36,7} = 0,750 \text{ м}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 12,87 \text{ кВ}. \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 145,5 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,66 \text{ Ом,} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 100 = 43,5 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{230} = 0,046. \quad (4.28)$$

Определяются активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_g = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,75}{0,045 \cdot 314} = 0,05 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом,} \quad (4.30)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 100 = 12,1 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,170 \cdot 230^2}{40^2} = 5,6 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

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

	O	S:	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_норм	G_шт	В_шт	g0
1				У	1	Г1		11			
2				У	2	Г2		11			
3				У	3	Г3		11			
4				У	4	Г4		11			
5				У	5	блок-1		11			
6				У	6	блок-2		11			
7				У	7	блок-3		11			
8				У	8	блок-4		11			
9				У	9	ОРУ	230				
10				У	10	Система	230				

Рисунок 13– Исходные данные по узлам

	O	S:	Тип	s0	нр0	N_нан	N_хон	N_п	Название	R	X
1			Выкл			Выкл. 1	5		Г1 - блок-1		
2			Выкл			Выкл. 2	6		Г2 - блок-2		
3			Выкл			Выкл. 3	7		Г3 - блок-3		
4			Выкл			Выкл. 4	8		Г4 - блок-4		
5			Тр-ф			Тр-ф. 5	9		блок-1 - ОРУ	5,60	145,50
6			Тр-ф			Тр-ф. 6	9		блок-2 - ОРУ	5,60	145,50
7			Тр-ф			Тр-ф. 7	9		блок-3 - ОРУ	5,60	145,50
8			Тр-ф			Тр-ф. 8	9		блок-4 - ОРУ	5,60	145,50
9			АЗП			Выкл. 9	10		ОРУ - Система	12,10	43,50
10			АЗП			Выкл. 9	10		ОРУ - Система	12,10	43,50

Рисунок 14– Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	№ узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E
1			1	Г1	1	0,050	0,750	0,050	0,750	0,050	0,750	12,870
2			2	Г2	2	0,050	0,750	0,050	0,750	0,050	0,750	12,870
3			3	Г3	3	0,050	0,750	0,050	0,750	0,050	0,750	12,870
4			4	Г4	4	0,050	0,750	0,050	0,750	0,050	0,750	12,870
5			5	Система	10	32,090	352,700	32,090	352,700	32,090	352,700	230,000

Рисунок 15- Исходные данные по генераторам

Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1ф	9					2,3691	-88,64

Рисунок 16- результат расчетов токов однофазного КЗ

Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
3ф	9					4,7506	-88,67

Рисунок 17- результат расчетов токов трёхфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1
1	1		3ф	1					9,9277	-86,19		

Рисунок 18- результат расчетов токов трёхфазного КЗ

На рисунках 13,14,15 представлены исходные данные из таблиц программы, необходимые для расчета. на рисунках 16,17,18 представлены результаты расчета и в таблице 28.

Таблица 28– Результаты расчетов тока КЗ

Тип КЗ	Место	$I_{\pi,0}$	$i_y$
1ф	ОРУ	2,37	6,03
3ф	ОРУ	4,75	12,09
3ф	Генератор	9,93	25,28

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

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

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

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \quad (4.33)$$

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 * \frac{36,7}{\sqrt{3} * 10,5} = 2,1 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{T,ном}}} = \frac{36,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,09 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\lambda}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,19 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\lambda}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{149}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,39 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

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

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

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

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем вакуумный выключатель ВВ-10 и разъединитель РВРЗ-10/4000У3. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 29.

Таблица 29—Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 У3
$U_{\text{сетином}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma,\text{раб}} = 2100 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{n0} = 9,93 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 73 \text{ кА}$	$I_{T,\text{ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 25,27 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 34 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) = 9,93^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 8,87 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_{\text{пр.скв}}^2 \cdot t_T = 34^2 \cdot 3 = 3468 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

## 4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10 представлена в таблице 30.

Таблица 30–Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_\Gamma = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 11 \text{ кВ}$
$I_{раб\ max} < I_{ном}$	$I_{\Gamma,раб} = 2100 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 31.

Таблица 31– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{наиб.раб.}$	$U_\Gamma = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{наиб.раб} = 12 \text{ кВ}$

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

## 4.11 Выбор параметров ОРУ

### 4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/3150 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 32.

Таблица 32—Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные		Каталожные данные	
		Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/3150 УХЛ1
$U_{\text{сетином}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	
$I_{n0} = 4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 35 \text{ кА}$		—
$i_y = 12,09 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	
	$I_{\text{ном.откл}} = 35 \text{ кА}$		$I_{\text{T,ст}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 4,75^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 0,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

#### 4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 33.

Таблица 33— Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 190 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 34.

Таблица 34— Выбор трансформатора напряжения

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

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

## 5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

### 5.1 Состав защит блока

Для ГГ предусматриваются следующие электрические защиты:

- защита от замыканий на землю 100% обмотки статора ГГ;
- продольная дифференциальная защита ГГ от коротких замыканий (КЗ) в обмотке статора ГГ и на его выводах;
- дистанционная защита (ДЗ) от внешних КЗ;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок ГГ;
- защита от симметричных перегрузок статора ГГ;
- защита от перегрузки обмотки ротора ГГ током возбуждения, контроль длительности форсировки;
- защита от повышения напряжения на статоре ГГ;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора ГГ;
- защита от асинхронного режима с потерей возбуждения ГГ;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения ГГ;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) ГГ.

### 5.2 Расчет номинальных первичных и вторичных токов

Для расчета необходимо знать номинальные первичные и вторичные токи со стороны генераторного напряжения ( $U_{\text{ГЕН}}$ ). Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{ном 1}} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{33 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2016 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток на генераторном напряжении, приведенный к низшей стороне трансформатора тока (ТТ):

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{ TT}}} = \frac{2016 \cdot 1}{2000/5} = 5,04 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном, ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном, рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном, рот}} = \frac{1250}{1,2255} \cdot 170 = 170 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном, 2}} = \frac{S_{\text{ном, ВГ1}}}{U_{\text{ном, рот}}} = \frac{170}{170} = 1000 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1000}{2000/5} = 2,5 \text{ А} \quad (5.5)$$

Выбираем вспомогательный генератор – СТС-200-1000-2,5

Его параметры:

U=200 В

I=1000 А

### 5.3 Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит

#### 5.3.1 Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ

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

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ в линейных выводах статора ГГ и к ТТ в нейтральных выводах.

Номинальный ток статора ГГ:  $I_{\text{H}} = 2016 \text{ А}$ ; коэффициент трансформации ТТ:  $k_{\text{TT}} = 2000/5 \text{ А}$ .

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

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

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ, о.е.

Установка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(НАЧ)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{H}} = 2$  – коэффициент надежности, о.е.

Принимаем установку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 302 \text{ А}$ .

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

Максимальный ток небаланса будет протекать в защите при внешнем трехфазном КЗ. Ток небаланса при трехфазном КЗ:

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

где  $K_{AP} = 2$  – коэффициент апериодической составляющей тока КЗ, о.е.;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ, о.е.;

$K_{одн} = 0,5$  – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$I_{МАКС}$  – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения, А.

$$I_{МАКС} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{1,05}{0,25} \cdot 2016 = 9112 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Таким образом, согласно (5.8), максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 9112 = 911,2 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где  $I_T = I_{МАКС}$

$$K_T > \frac{911,2 \cdot 2}{9112}$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

4) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

На рисунке 19 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

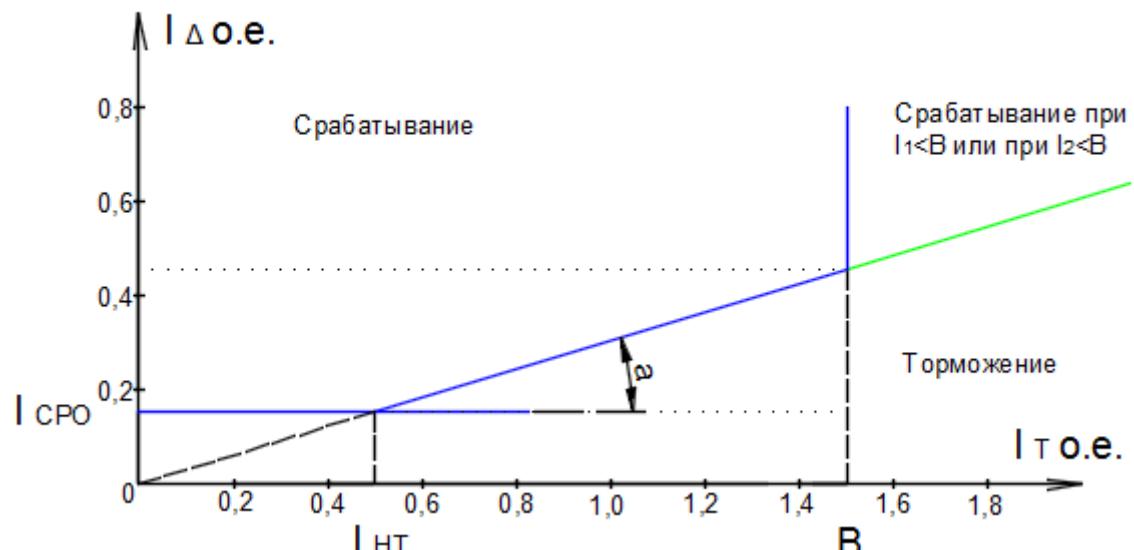


Рисунок 19– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения. 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  $3U_0$  трансформатора напряжения (ТН) линейных выводов ГГ, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания ( $U_{\text{CP}}$ ) органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты, обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_0$  эл.ст.) при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 20.

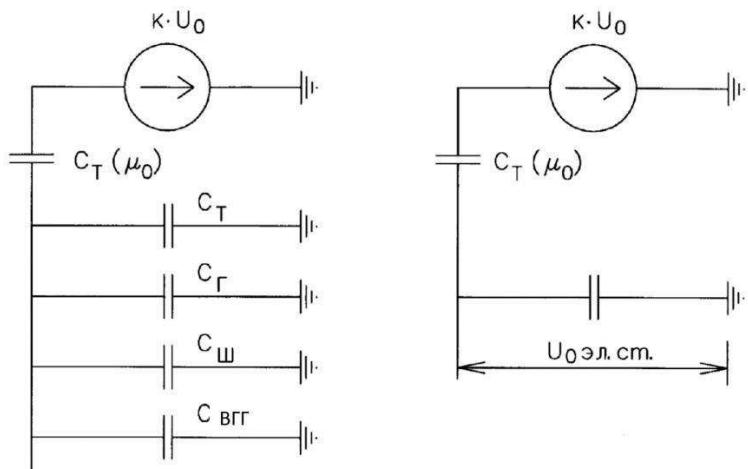


Рисунок 20 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке 20 приведены следующие обозначения:

- $C_\Gamma$  – емкость одной фазы обмотки статора ГГ на землю;
- $C_T$  – емкость одной фазы обмотки низшего напряжения (НН) трансформатора на землю;
- $C_\text{ш}$  – емкость шинопровода по отношению к земле;
- $C_\text{вгг}$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения рассчитана по формуле (5.14).

$$C_\Sigma = C_\Gamma + C_T + C_\text{ш} + C_\text{вгг} = 0,7 + 0,012 + 0,008 + 0,25 = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 5,5 \text{ А.} \quad (5.15)$$

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

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

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

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

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при ОЗЗ на стороне высшего напряжения трансформатора.

$U_0$  рассчитывается по формуле (5.17):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 43,82 \text{ кВ} \quad (5.17)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах ГГ при ОЗЗ на стороне 220 кВ по формуле (5.18):

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 43820 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,97} = 267,74 \text{ В.} \quad (5.18)$$

Расчётное значение  $U_{0 \text{ эл.ст.}} = 267,74 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} \quad (5.19)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 267,74}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \quad (5.20)$$

$$U_{CP} \geq 2,08 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.22)$$

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

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

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения (ЗПН) имеет две ступени: Установка защиты  $U_2 >$  выбирается по формуле (5.23):

$$U_{Cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.23)$$

При повышении напряжение на 40% и более защита действует на разгрузку, останов ГГ и гашение полей.

В дополнение к предыдущей ступени на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1 >$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для защиты ГГ при повышении напряжения на 20% при работе на холостом ходу (ХХ) или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$  вводится в работу в режиме ХХ ГГ.

Уставка  $U_1 >$  рассчитывается по формуле (5.24):

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи ГГ и на стороне 220 кВ, принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ . Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя ГГ и гашение полей.

### 5.3.4 Защита обратной последовательности

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.25)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.26)$$

где  $A = 20 \text{ A}^2/\text{с}$  – параметр, заданный заводом-изготовителем

Зашита содержит следующие функциональные органы: сигнальный орган (СО) ( $I_{2\text{сигн}}$ ), срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Принимаем уставку СО:  $I_{2\text{сигн}}^* = 0,07$ ;

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

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,2 \quad (5.27)$$

Уставка равна:

$$I_{2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,2}{1,5} = 0,13, \quad (5.28)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H \quad (5.29)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{2\text{пуск}} = 0,13$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,13^2} \approx 1775 \text{ с} \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = 750 \quad (5.31)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}} \quad (5.32)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 35.

Таблица 35 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	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 21.

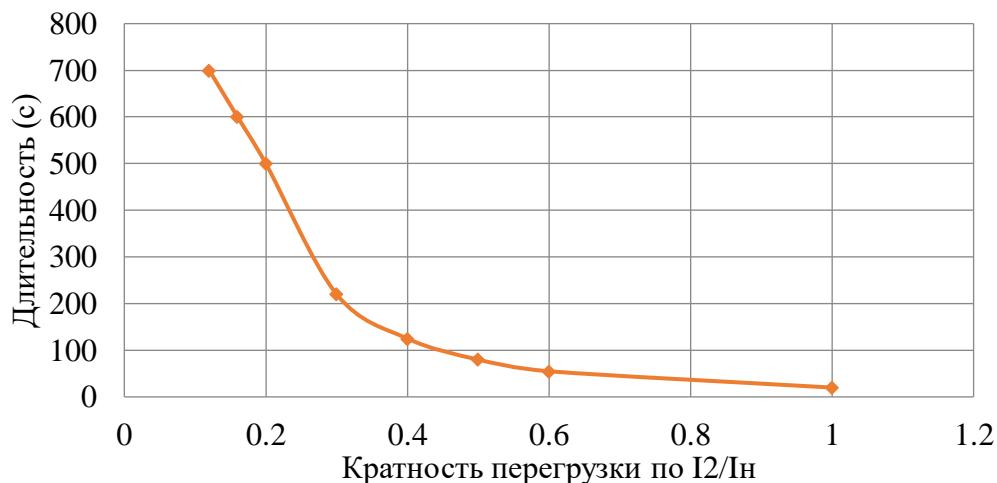


Рисунок 21. - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания ИО время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин}} = 20$  с,  $t_{\text{макс}} = 700$  с. ИО имитирует процесс охлаждения статора ГГ после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев ГГ 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 ( $t_{\text{охл}} = 100$  с).

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

Ток срабатывания органа ТО определяется из следующих условий:

- из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на отходящих воздушных линиях (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:

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

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right)^2 = 120, \quad (5.33)$$

где  $x_{d\text{ВН}}''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2\text{ВН}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,245 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right)^2 = 117,55 \quad (5.34)$$

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

$$I_{2\text{C.3.}*} = \frac{1}{1,1(x_{d\text{ВН}}'' + x_{2\text{ВН}} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1(120 + 117,55 + 2 \cdot 0,145)} = 0,0038 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{C.3.}}^{(2)} = 2I_{2\text{C.3.}*} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,0038 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right) = 0,17 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{C.3.}}^* = \frac{E_\Sigma''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1((x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L))} = \frac{0,0097}{K_q} = 0,011 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{C.3.}}^* = 2I_{2\text{C.3.}}^* \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,011 \cdot \left(\frac{230}{10,5}\right) = 0,48 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания защиты равную 0,17.

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

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.39)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 36:

Таблица 36 – Установка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристики обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 22.

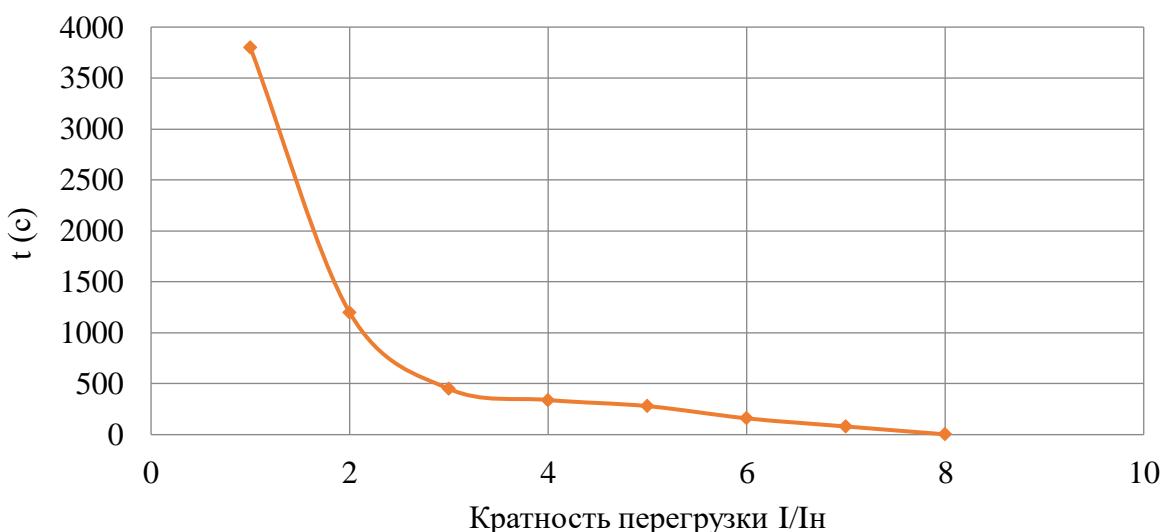


Рисунок 22- Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10\text{TC}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.41)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.42)$$

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

### 5.3.6 Дистанционная защита гидрогенератора

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

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

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

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

По согласованию с первой ступенью защит ВЛ220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 145,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 45,15 = 134,46 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{40} = 145,5 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

$$Z'_{1L} = \sqrt{(x_{уд} \cdot l)^2 + (r_{уд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,435 \cdot 100)^2 + (0,121 \cdot 100)^2} = \\ = 45,15 \quad (5.44)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{33}{40} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{33}{230^2} \cdot 45,15 = 0,073 \quad (5.46)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,073 \cdot 3 = 0,219 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{36,7} = 3.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,219 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,83 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,9 \text{ Ом.}$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2016} = 3 \text{ Ом} \quad (5.49)$$

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,19} = 0,42 \text{ о. е.,} \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,19} = 0,422, \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 65^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,42}{1,1} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.52)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,38 \cdot \frac{10,5^2}{36,7} = 1,14 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,14 \cdot 2000 / 5}{10500 / 100} = 4,34 \text{ Ом} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,34 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,12 * 0,9 = 0,108 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,12 * 4,34 = 0,52 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 23.

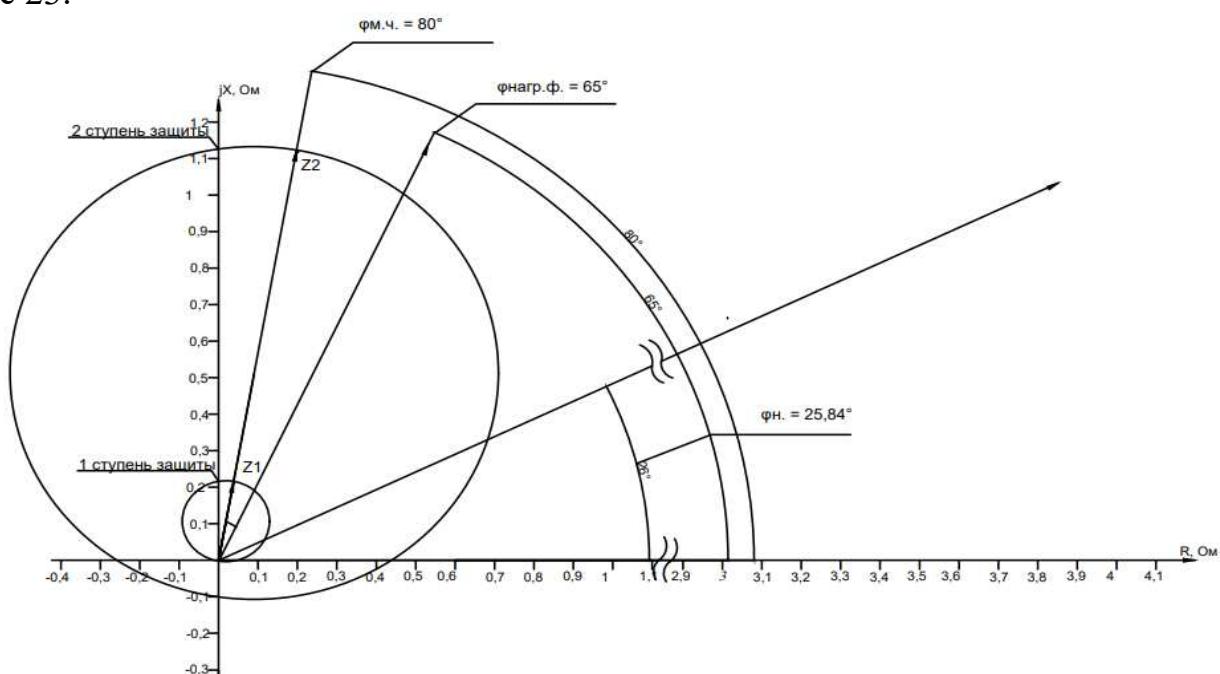


Рисунок 23 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

- СО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.55)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.56)$$

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

Таблица 37 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длитель но	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 24.

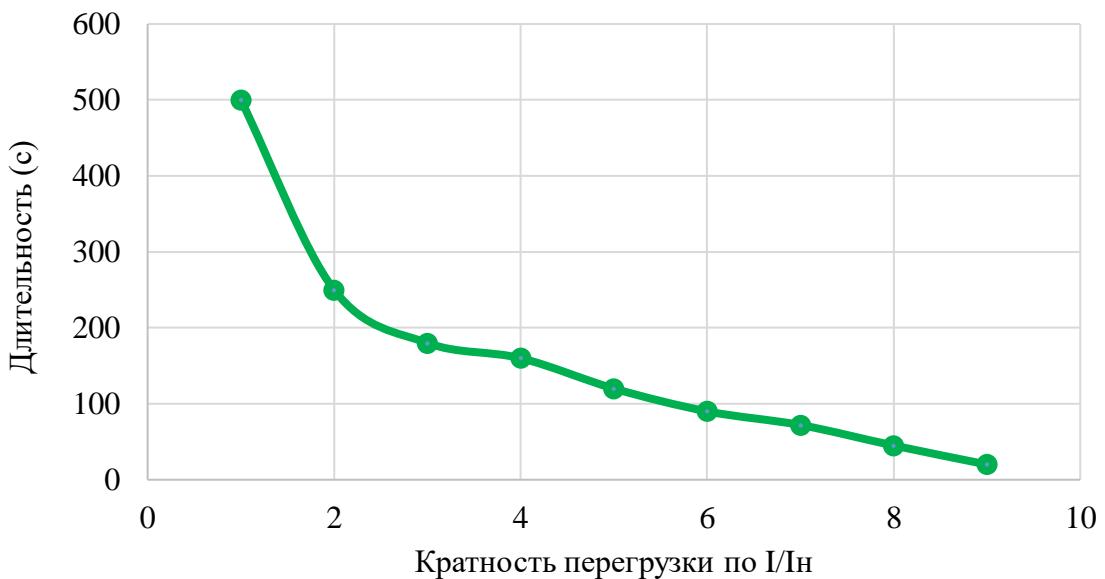


Рисунок 24 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.57)$$

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

#### 5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## **6 Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Определение класса сооружения и компоновка гидроузла Кумской ГЭС**

#### **6.1.1 По высоте сооружения и типу грунта:**

- Тип грунта – Скальный
- Высота водосливной плотины – 22 м ( $\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 109-87=22 \text{ м}$ )
- Класс сооружения – III

#### **6.1.2 По назначению и условиям эксплуатации:**

- Установленная мощность –  $N_{\text{уст}}=106 \text{ МВт}$
- Класс сооружения – III

#### **6.1.3 По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:**

Население поселка Зареченск – 662 человека. ГТС находится в 6 км выше поселка.

Класс сооружения – II

Вывод: Выбираем класс, относящейся к наиболее ответственному классу – II класс. Обеспеченность и расход в створе гидроузла представлена в таблице 38.

- $Q_{\max \text{ расч. осн } 1\%}=738 \text{ м}^3/\text{с}$
- $Q_{\max \text{ расч. пов } 0,1\%}=912 \text{ м}^3/\text{с}$

**Таблица 38 – Обеспеченность и расход в створе гидроузла**

P, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99
Q м <sup>3</sup> /с	1187,2	912	796	738	650	606	541	466	345	265	174	154	122

#### **6.1.4 Компоновка гидроузла**

Перепад высот 30 м, ширина ущелья 80 м, в проекте рассчитывается отводящий канал, который отводит воду от водосбросной плотины через быстроток с усиленной шероховатостью.

## **6.2 Гидравлические расчеты**

### **6.2.1 Определение ширины водосливного фронта**

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их

открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ . Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более: ( $n - 1$ ) при числе гидроагрегатов ГЭС  $n < 6$ .

С учетом того, что на Кумской ГЭС запроектировано 4 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов  $n - 1 = 3$ .

$$Q_p = Q_{max.osn} - Q_{ГЭС} \quad (6.1)$$

где  $Q_{max.osn} = 743 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расход для основного расчетного случая 1,0% обеспеченности для II класса сооружений.

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot 3 = 99,26 \cdot 3 = 297,8 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.2)$$

$$Q_p = 743 - 297,8 = 455,2 \text{ м}^3/\text{с};$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v} \quad (6.3)$$

где  $q_v$  – удельный расход на водосливе

Принимаем удельный водосброс на водосливе  $58 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$B = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{455,2}{58} = 7,84 \text{ м};$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону.

$$B = b \cdot n = 4 \cdot 2 = 8 \text{ м}. \quad (6.4)$$

где  $n$  – число пролетов (не менее 2÷3),

Принимаем 2 пролета по 4 метра.

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.5)$$

где  $m=0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left( \frac{455,2}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,22 \text{ м};$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.6)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.7)$$

где  $b$  и  $n$  – указаны в уравнении;

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2+1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{8,82}{4} = 0,74;$$

$$H_{02} = \left( \frac{455,2}{0,49 \cdot 0,74 \cdot 1 \cdot 8 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,78 \text{ м};$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0}{2g}, \quad (6.8)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} \quad (6.9)$$

Согласно рекомендациям, для  $b = 4$  м, толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от  $0,2 \cdot b$  до  $0,25 \cdot b$ , либо больше. В связи с тем, что бык неразрезной принимаем толщину быка  $\delta_6 = 2$  м.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{455,2}{(109-90) \cdot (8+(2-1)2)} = 2,66 \text{ м/с};$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0}{2g} = 5,67 - \frac{1,1 \cdot 2,66^2}{2 \cdot 9,81} = 10,38 \text{ м};$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} \quad (6.10)$$

где  $H_{ct}$  – стандартный напор, м, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом, принимаем  $H_{ct} = 11$  м.

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 109 - 11 = 98 \text{ м.}$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины при ФПУ. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ.

$$Q_{\text{пов},p} = Q_{\max \text{пов}} - (n - 1) \cdot Q_{\Gamma A}; \quad (6.11)$$

где  $n$  – количество проектируемых ГА;

$Q_{\max \text{пов}}$  – максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений

$$Q_{\text{p.пов}} = 917 - (4 - 1) \cdot 99,26 = 619,22 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{p.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.12)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{619,22}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,83 \text{ м};$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{p.пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.13)$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2+1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{10,83}{4} = 0,68 \text{ м}; \quad (6.14)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{619,22}{0,49 \cdot 0,68 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,01 \text{ м};$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)}; \quad (6.15)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{619,22}{(112-90) \cdot (8 + (2-1) \cdot 2)} = 3,12 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

где  $\nabla\Phi\text{ПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\Phi\text{ПУ}$  – принимаем равной 112 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 14,01 - \frac{1,1 \cdot 3,12^2}{2 \cdot 9,81} = 13,46 \text{ м.} \quad (6.16)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 98 + 13,46 = 111,46 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Выбираем исходную отметку  $\Phi\text{ПУ} = 112$  м, так как рассчитанная отметка её не превышает.

### 6.3 Построение оголовка профиля водосливной грани по Кригер-Офицерову

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{В} + 1,6H_{\text{ct}} = 98 + 1,6 \cdot 11 = 115,6 \text{ м} \quad (6.18)$$

$\nabla\Gamma\text{ГП} (112) < \nabla\Gamma\text{Б} (115,6)$ , назначаем отметку гребня всей плотины  $\nabla\Gamma\text{П} = 115,6$  м.

Вычисленные координаты для построения оголовка водосливной грани представлены в таблице 39. На рисунке 25 представлен оголовок водосливной грани.

Таблица 39 – Координаты для построения оголовка водосливной грани

№ координаты	x	y	$x \cdot H_{ct}$	$y \cdot H_{ct}$
1	0	0,126	0	1,386
2	0,1	0,036	1,1	0,396
3	0,2	0,007	2,2	0,077
4	0,3	0	3,3	0
5	0,4	0,006	4,4	0,066
6	0,5	0,027	5,5	0,297
7	0,6	0,06	6,6	0,66
8	0,7	0,1	7,7	1,1
9	0,8	0,146	8,8	1,606
10	0,9	0,198	9,9	2,178
11	1	0,256	11	2,816
12	1,1	0,321	12,1	3,531
13	1,2	0,394	13,2	4,334
14	1,3	0,475	14,3	5,225
15	1,4	0,564	15,4	6,204
16	1,5	0,661	16,5	7,271
17	1,6	0,764	17,6	8,404
18	1,7	0,873	18,7	9,603
19	1,8	0,987	19,8	10,857
20	1,9	1,108	20,9	12,188

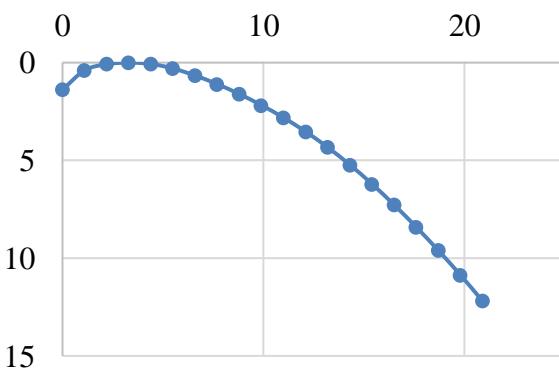


Рисунок 25 – Оголовок водосливной грани

## 6.4 Расчет быстротока с усиленной шероховатостью

Отвод воды от водосбросной плотины осуществляется через быстроток с усиленной шероховатостью, и отводящий канал. Размеры отводящего быстротока представлены на рисунке 26. В таблице 40 представлены типы шероховатостей.

Исходные данные для расчета быстротока:

- Длина тоннельного быстротока  $l_b = 350$  м

- Длина отводящего канала  $l_k = 200$

- Перепад  $h = 35$  м

- Уклон  $i = \frac{h}{l} = \frac{35}{350} = 0,1$  (6.19)

- Удельный расход через водослив  $q = \frac{619,22}{10} = 61,9 \text{ м}^3/\text{s}$  (6.20)

- Сечение тоннельного быстротока  $\omega = 10 \times 6 \text{ м}$  (4.20)

- Скорость на входе  $v = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 19} = 19,3$  (6.21)



Рисунок 26 – Размеры отводящего быстротока

Таблица 40 – Выбор типа шероховатости

Вид шероховатости дна	$\frac{L}{\Delta}$	$\alpha_0$	C
Ребра поперечные:			Значения
Квадратного сечения	10	3,3	18,5
Квадратного сечения	5	2,5	21,1
Прямоугольного сечения $\Delta \cdot 2,7\Delta$	7,7	-	17,0
Прямоугольного сечения $\Delta \cdot 2,7\Delta$	3,7	2,4	40,3
Ступени прямоугольного профиля, сплошные	8	1,2	29,5
	6	1,5	22,7
	4	1,1	23,0
Шашки кубы в шахматном расположении	4,5	3,8	29,6
Окатанный камень	1,5	3,0	24,2
	-	2,4	21,4

Расчет проводим по П.И. Гордиенко:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha q^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 61,9^2}{9,81}} = 7,55 \text{ м}; \quad (6.22)$$

Глубина потока:

$$h = \frac{q}{v} = \frac{61,9}{19,3} = 3,21 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Глубина потока меньше  $h_{kp}$ , следовательно, гидравлический прыжок за водосливом не возникает, а поток приобретает форму быстроточного течения.

Коэффициент Шези:

$$C = \frac{v}{\sqrt{hi}} = \frac{19,3}{\sqrt{3,21 \cdot 0,1}} = 34,06 \quad (6.24)$$

Далее по таблице находим, что подходящий ему коэффициент  $C = 34,06$  соответствует шероховатость вида поперечных ребер прямоугольного сечения при  $\frac{L}{\Delta} = 3,7$ . Принимаем  $\Delta = 0,4 \text{ м}$  и  $L = 1,5 \text{ м}$ . Схема размещения элементов искусственной шероховатости представлен на рисунке 27.

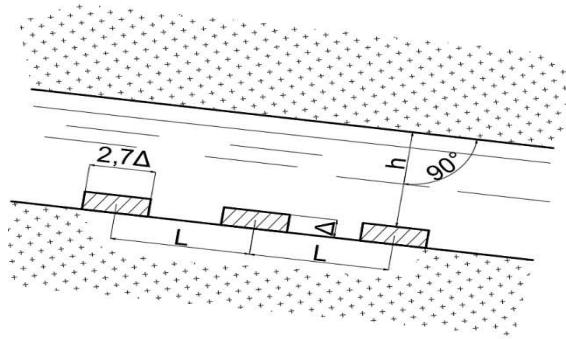


Рисунок 27 – Схема размещения элементов искусственной шероховатости

Так как в быстротоке с усиленной шероховатостью гасится большое количество энергии воды, расчет для сопряжения бьефов за быстротоком не требуется.

## 6.5 Конструирование бетонной плотины

Принимаем бетонную плотину гравитационного типа с вертикальной напорной гранью.

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Так как основание скальное, заложение низовой грани принимаем = 0,7.

$$B = (НПУ - \nabla \text{Подошвы}) \cdot 0,7 = (109-87) \cdot 0,7 = 15,4 \text{ м.} \quad (6.25)$$

### 6.5.2 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

Оголовок быка принимаем обтекаемым с формой для обеспечения плавного входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока.

В связи с тем, что бык неразрезной принимаем толщину быка  $\delta_b = 2$  м. Схема быка представлена на рисунке 28.

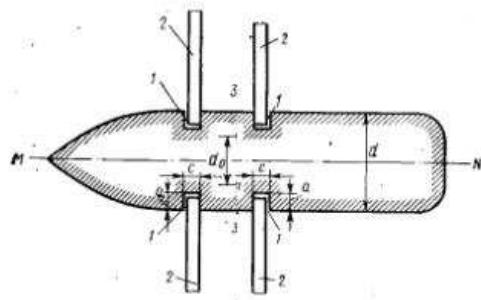


Рисунок 28 - Схема быка в плане

### 6.5.3 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренаж в виде наклонной скважины, диаметром 15 см.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{\text{др}} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр.м}}} = \frac{19 \cdot 1,2}{25} = 0,912 \text{ м} \quad (6.26)$$

где  $H_d = 19$  м – напор над расчетным сечением, определяется по чертежу;

$I_{\text{кр.м}} = 25$  - величина критического градиента напора;

$\gamma_n = 1,2$  - коэффициент надёжности по ответственности.

Принимаем  $a_{\text{др}} = 2$  м.

#### 6.5.4 Галереи в теле плотины

Размеры галерей на отметке 790,00 (рисунок 29) принимаем – 1,25x2,5 м.

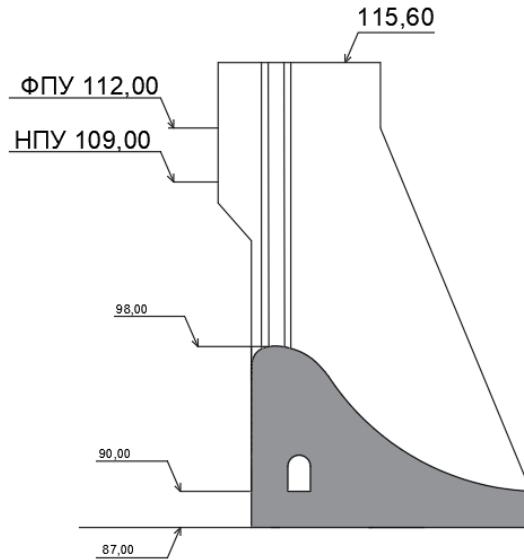


Рисунок 29 – Галереи в теле плотины

#### 6.5.5 Элементы подземного контура плотины. Цементационная завеса. Дренаж

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и наклонный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.27)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем  $l_1 = 3$  м в соответствии с расположением цементационно-дренажной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d, \quad (6.28)$$

где  $H = 109 - 87 = 22$  м.

Принимаем:

$$h_{\text{заб}} = 0,5 \cdot 22 = 11 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{заб}} \quad (6.29)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 11 = 5,5 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.30)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора на скальном основании,  $J_{\text{кр}} = 15$ ;

$\gamma = 1,2$  – коэффициент надежности.

Определим напор, действующий на завесу по формуле:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 22 - 8,8 = 13,2 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.32)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 22 = 8,8 \text{ м}$$

Толщина завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{13,2 \cdot 1,2}{15} = 1,05 \text{ м.}$$

Цементационная завеса и дренажи представлены на рисунке 30.

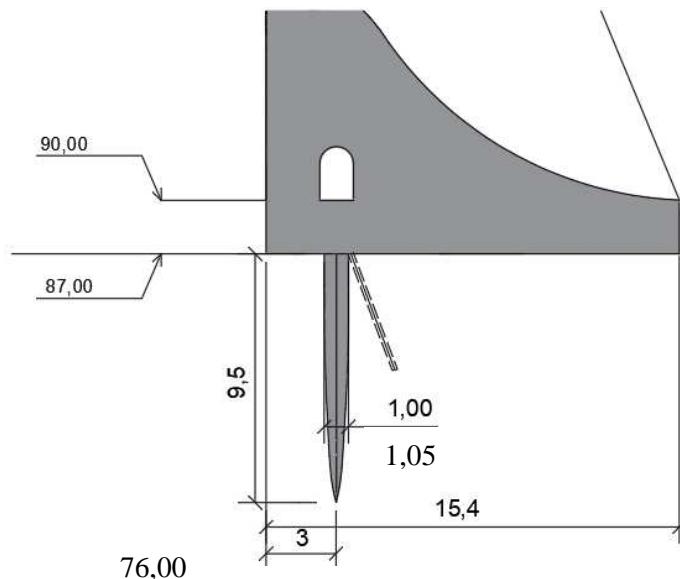


Рисунок 30 – Цементационная завеса и дренажи

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.6.1 Вес сооружения и затворов

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (6.33)$$

где  $S_{\text{пл}} = 161,2 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения плотины, определенная в программе AutoCad.

$b$  – ширина пролета.

$\delta_6$  – толщина быка.

$\rho_6$  – плотность бетона.

$$G_{\text{пл}} = \frac{161,2 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{4+2} = 2530,2 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.34)$$

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{212 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{4+2} = 1663,8 \frac{\text{kH}}{\text{м}}$$

где  $S_6 = 212 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения быка, определенная в программе AutoCad. Профиль плотины представлен на рисунке 31.

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.35)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (112 - 98 + 0,5) \cdot 4 = 58 \text{ м}^2, \quad (6.36)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 58 \cdot \sqrt{58} \cdot 9,81 = 238 \text{ кН.}$$

Вес затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{238}{4+2} = 40 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.37)$$

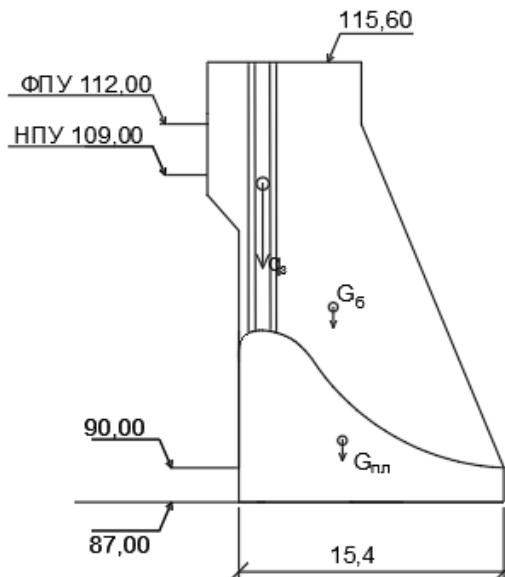


Рисунок 31 – Профиль плотины

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9.81 \cdot 19^2}{2} = 1770,7 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.38)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 109 - 90 = 19\text{м}, \quad (6.39)$$

### 6.6.3 Сила фильтрационного давления

$S_\phi = 86,67 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрации, определенная в программе AutoCad.

$$W_\phi = S_\phi \cdot \rho \cdot g = 86,67 \cdot 1 \cdot 9,81 = 850,23 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.40)$$

### 6.6.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi}{2} \right), \quad (6.41)$$

где  $\gamma_h = 9 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_h = 1 \text{ м}$  – толщина слоя наносов;

$\varphi = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

$$p_h = 9 \cdot 1 \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 6,30 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{6,30 \cdot 1}{2} = 3,15 \text{ кН.} \quad (6.42)$$

### 6.6.5 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.43)$$

$$\text{где } h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.44)$$

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

$\bar{h}$  – средняя длина волны;

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{9^2} = 1211; \quad (6.45)$$

По графику принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,4$ ;  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,06$  и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{3,4 \cdot V_w}{g} = \frac{3,4 \cdot 9}{9,81} = 3,11 \text{ с}; \quad (6.46)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,06 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,06 \cdot 9^2}{9,81} = 0,50 \text{ м}; \quad (6.47)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g\bar{T}}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,11^2}{2 \cdot 3,14} = 15,10 \text{ м}; \quad (6.48)$$

$$K_i=2,1;$$

$$h_{1\%} = 0,50 \cdot 2,1 = 1,05 \text{ м};$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,05^2}{9,14} = 0,37 \text{ м}; \quad (6.49)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,05 \cdot \left( \frac{15,1}{3,14} + \frac{0,37}{2} \right) = 25,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{15,1}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,05 = 2 \text{ м}. \quad (6.50)$$

## 6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы. Расчет плотины производится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

### 6.7.1 Определение напряжений

В расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+». Сбор всех нагрузок представлен в таблице 41. Точки приложения равнодействующих сил найдены в программе AutoCad.

Таблица 41 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	Значение	$\gamma_f$	Направление	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_b$	1770,7	1	→	1770,7	7,33	11208,53
$G_6$	-1663,8	0,95	↓	-1580,61	1,95	-3082,19
$G_{пл}$	-2530,2	0,95	↓	-2403,69	2,02	-4855,45
$W_\phi$	850,23	1	↑	850,23	3,43	2916,29
$E_h$	3,15	1,2	→	3,78	0,33	1,25
$q_3$	-40	0,95	↓	-38	6,66	-253,08
$W_{волн}$	25,70	1	→	25,70	20	514

$\sum M = 6449$  кНм. Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2}, \quad (6.51)$$

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

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

$B_d$  – Ширина подошвы плотины.

$$N = G_{пл} + G_6 - W_\phi + q_3, \quad (6.52)$$

$$N = 2403,69 + 1580,61 - 850,23 + 38 = 3172,07 \text{ кН},$$

$$\sigma_y^u = -\frac{3172,07}{15,4} + \frac{6 \cdot 6449}{15,4^2} = -42,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_W \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.53)$$

где  $m_u = 0$ , так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна;

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 109 - 87 = 22 \text{ м}. \quad (6.54)$$

$$\sigma_x^u = -42,82 \cdot 0 - 10 \cdot 22 \cdot (1 - 0) = -220 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_W \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 22 + (-42,82)) \cdot 0 = 0, \quad (6.55)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_W \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -42,82 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 22 \cdot 0 = \\ &= -42,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.56)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_W \cdot H_d^u = -10 \cdot 22 = -220 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.57)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{3172,07}{15,4} - \frac{6 \cdot 6449}{15,4^2} = -369,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.58)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_W \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.59)$$

где  $m_t = 0,7$  – заложение низовой грани;

$$H_d^t = 109 - 87 = 22 \text{ м.} \quad (6.60)$$

$$\sigma_x^t = -369,13 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 3 \cdot (1 - 0,7^2) = -165,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_W \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3 + (-369,13)) \cdot 0,7 = 237,4 \quad (6.61)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_W \cdot H_d^t = -10 \cdot 22 = -220 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.62)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_W \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -369,13 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 3 \cdot 0,7^2 = \\ &= -535,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned} \quad (6.63)$$

### 6.7.2 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.64)$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$  – коэффициент условий работы;

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 535}{0,9} \quad (6.65)$$

Таким образом принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 713 \text{ кН/м}^2$ .

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 713 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-42,82 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.66)$$

$$42,82 \text{ кН/м}^2 \geq 5,5 \text{ кН/м}^2$$

### 6.7.3 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.67)$$

где  $\gamma_n = 1,2$

$$\gamma_{lc} = 1$$

$$\gamma_c = 0,95$$

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 - W_\phi + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.68)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 100$  кПа – сцепление для скалы;

$\omega = 15,4 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы на 1 п. м.

$$R = (2403,69 + 1580,61 - 850,23 + 38) \cdot 0,8 + 100 \cdot 15,4 = 4077,6 \text{ кН/м};$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B + E_H + W_{\text{волн}} = 1770,7 + 3,78 + 25,7 = 1800,18; \quad (6.69)$$

Таким образом, условие на сдвиг:  $\frac{4077,6 \cdot 0,95}{1800,18 \cdot 1} \geq 1,20$ ;

$$1,25 \geq 1,20;$$

Сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

## **7 Охрана труда. Мероприятия по противопожарной безопасности. Мероприятия по охране окружающей среды**

### **7.1 Общие сведения о районе строительства**

Кумская ГЭС расположена в республике Карелия на реке Кума (название верхнего течения Ковды). Ковда – озёрная река, вытекает из оз. Топозеро, впадает в Кандалакшский залив Белого моря. Длина реки 217 км, площадь бассейна 28 тыс. км<sup>2</sup>. Проектируемый гидроузел, возводимый на реке Кума, энергетического назначения.

Климат умеренно-континентальный с чертами морского. Зима продолжительная, относительно мягкая. Лето короткое, прохладное. Погода здесь неустойчивая, это обуславливается частыми циклонами, идущими с запада. Больше половины дней в году — пасмурные, наибольшая облачность на побережье Белого моря.

Основными источниками загрязнения реки Кума в рассматриваемом створе является строительство Кумской ГЭС, так как на данной реке не находятся другие ГЭС, а также в нее не сбрасывается никаких отходов.

Растительность территории в районе строительства Кумской ГЭС изобильна. Большая часть территории, где протекает река занята хвойными лесами.

В районе площадки строительства обитает около 80 видов охотничьих ресурсов. Из них 40 видов млекопитающих, 40 - птиц. Основными видами являются:

- копытные -лось, косуля, кабан, кабарга и тд;
- пушные - заяц-русак, барсук, ондатра, белки, соболи, росомахи, и тд;
- птицы – орлы, совы, коршуны, ястребы и тд.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: черный гриф, филин, сокол-балобан, архан 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 Кумского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Кума на участке строительства Кумской ГЭС представлены следующими видами: большой хариус, форель, язь, налим, щука, сиг, плотва, ряпушка и другие. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2012 № 818 «Об установлении

категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Кума 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.Кума необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

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

При строительстве Кумского ГУ выполняются следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование 160000 м<sup>3</sup>;
- Отсыпка перемычек 26600 м<sup>3</sup>;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- Строительство основных сооружений 55700 м<sup>3</sup> бетона;
- Строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- Подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- Образование и обращение с отходами;
- Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Кумы в нижнем бьефе Кумской ГЭС;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления (подтопления), такие как поселок Плязёрский, Зареченск, берегообрушения должны быть предусмотрены:

- В зоне затопление и подтопление отсутствуют населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, а также памятники природы;
- Технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;
- Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1993 № 3907-93 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.
2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ.
3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.
4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

#### 1. Организационные

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
  - Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты
  - Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
  - Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
  - Организация и проведение производственного экологического контроля
2. Санитарно-технические:
- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
  - Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  - Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  - Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
  - Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
  - Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
  - Передача хозяйствственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
  - Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

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

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

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

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

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

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

## **7.5 Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС**

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

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

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

В первом поясе зоны санитарной охраны (ЗСО) не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

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

## **7.6 Охрана труда Кумской ГЭС**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Кумской ГЭС следует считать: обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения обеспечения правил охраны труда на Кумской ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территории и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных(аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;
- инструктажи во всех подразделениях на Кумской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;
- на Кумской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте

или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике.

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции, инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать их;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.5.013 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.5.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться

хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

## **7.7 Пожарная безопасность**

### **7.7.1 Общие требования к пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции. ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение уровня 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 уровень пожарной безопасности;
- 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 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.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

### **7.7.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. 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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### **7.7.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

## **8 Технико-экономическое обоснование**

### **8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	26,5	106	106	106	106
Число часов использования установленной мощности	Часы	1440	1440	1440	1440	1440
Выработка электроэнергии	МВт·ч	29987	184740	184740	184740	184740
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	303,0	1849,6	1849,6	1849,6	1849,6
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	30650,4	183902,4	183902,4	183902,4	183902,4
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1184	1219	1253	1286	1318
Выручка от реализации электроэнергии	руб.	3,02	18,68	19,20	19,71	20,20
НДС к выручке	руб.	0,51	3,17	3,25	3,34	3,42

Вывод: Выручка от реализации электроэнергии так как увеличивается тариф на электроэнергию.

### **8.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для 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».

Единые сценарные условия 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 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 43.

Таблица 43 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	21,71
Прочие	495,6	23,51
Итого по ГЭС		45,22

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./ Мвт	5 625 323,00
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./Мвт·ч	307 557,44
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./Мвт·ч	106 143,36
Итого		6 037 023,80

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Кума составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб.	8,46	8,47	21,80	168,47	168,47
Расходы на страхование, млн. руб.	8,05	7,97	20,67	83,64	82,03
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	54,65	163,95	163,95	163,95	163,95
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,50	0,50	1,94	7,84	7,69
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	6,35	19,04	19,04	19,04	19,04
Налог на воду, млн. руб.	1,56	5,13	5,35	5,35	5,35
Итого, млн. руб.	79,57	205,04	232,75	448,29	446,52

Вывод: Расходы на услуги регулирующих компаний увеличивается из-за увеличения эксплуатационных затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 32.



Рисунок 32 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Кумской 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 – 1,6%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2024-2028 годы приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн. руб.	52,64	276,88	298,60	248,01	259,54
НДС, млн. руб.	0,00	214,15	317,85	326,85	336,95
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	14,17	16,30	16,30	11,20	6,10
Налог на имущество, млн. руб.	21,01	18,31	18,12	176,11	189,06
Итого, млн. руб.	87,82	525,64	650,87	762,16	791,65

#### **8.4 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 48.

Таблица 48 – Годовая прибыль впервые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	598,93	1856,69	1911,78	1965,55	2026,78
Текущие расходы, млн.руб.	79,57	205,04	232,75	448,29	446,52
ЕБИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	519,36	1651,64	1679,03	1517,26	1580,26
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	103,87	330,33	335,81	303,45	316,05

Окончание таблицы 48

NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	349,78	1160,61	1165,18	985,12	1042,32
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Вывод: чистая прибыль увеличивается, а затем уменьшается в зависимости от текущих расходов.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

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

### 8.5.1 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 16.01.2017 №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 Кумской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### **8.5.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 49.

Таблица 49-Показатели эффективности реализации проекта «Кумская ГЭС на реке Кума»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	96
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	921,321
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,22
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,39
Удельные капиталовложения, руб/Квт	69891,93

### **8.5.3 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 50.

Таблица 50 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	68,37	512,46	638,09	591,40	607,94
В региональный бюджет, млн. руб.	21,01	18,31	18,12	176,11	189,06
Итого налоговых поступлений,млн.руб.	89,38	530,77	656,22	767,51	797,00

## **8.6 Анализ чувствительности**

Типы риска инвестиционного проекта:

1. Рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
2. Капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
3. Операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;

4. Правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;

5. Финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 51.

Таблица 51 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

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

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель. Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций и от изменения объёма сбыта представлены на рисунках 32, 33.

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

1. Ставки налогов;
2. Объема инвестиций;
3. Цена сбыта;

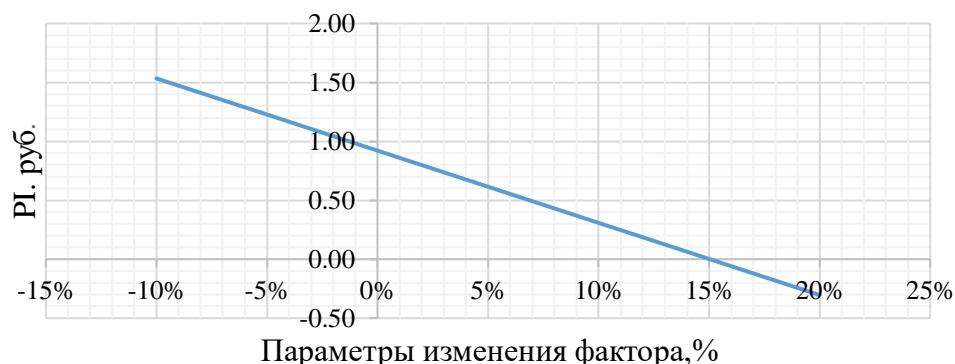


Рисунок 32 – Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины PI.

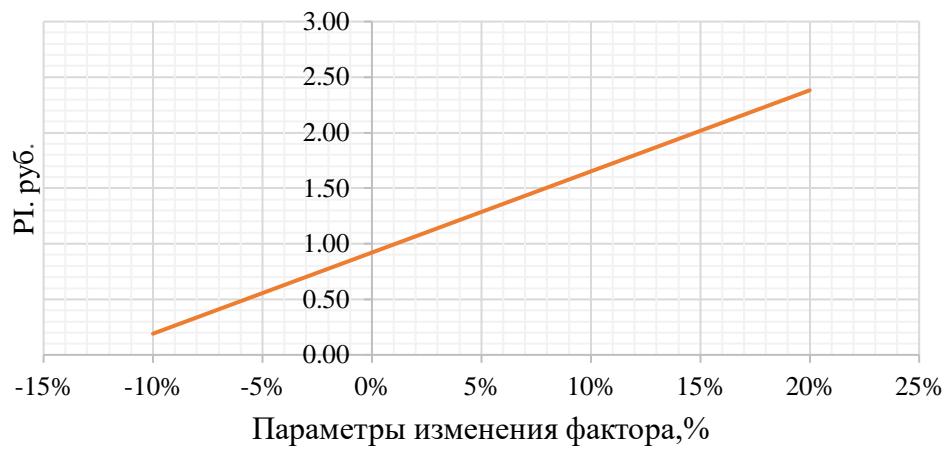


Рисунок 33 – Сумма PIv зависимости от изменения объема сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта – увеличение величины PI.

## **9 Системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторного оборудования**

### **9.1 Введение**

Силовые трансформаторы являются критическими компонентами современных энергетических систем. Они используются для увеличения и снижения напряжения, чтобы обеспечить передачу и распределение электрической энергии. Хотя, как правило, они весьма надежны, в сегодняшнем обществе отказы, которые приводят к прекращению подачи энергии в жилые дома и в промышленные здания, становятся все менее приемлемыми для потребителей и регуляторов. Это дополняется высокими финансовыми затратами и вопросами безопасности, касающимися отказов и неожиданных отключений подачи энергии.

Отключения трансформаторов при авариях, дефекты и повреждения приводят к затратам, убыткам и моральному износу оборудования. Поэтому одной из актуальных задач повышения надежности и качества функционирования электрических систем является применение электрических, технологических систем и защит силовых трансформаторов. Эти защиты и системы способны своевременно выявлять аварии и ненормальные режимы и минимизировать последствия воздействия этих режимов на трансформаторное оборудование.

### **9.2 Основные виды и причины повреждения силовых трансформаторов**

Рассмотрим основные повреждения силовых трансформаторов в период эксплуатации:

Повреждения изоляции — наиболее частая причина аварии. Сюда относятся все повреждения, за исключением произошедших по причине внешних воздействий: сетевых перенапряжений и молний. В большинстве случаев ухудшение параметров изоляции связаны с пиролизом (разложением изоляции при нагревании), окислением, воздействием кислоты, увлажнением.

Ошибки проектирования, плохой материал, неправильная установка — повреждения, связанные с отсутствием блокировок, плохой пайкой, плохим контактом, недостаточной изоляцией стержней, низкой динамической стойкостью к токам короткого замыкания, посторонними предметами внутри бака.

Загрязнение масла — повреждения по причинам, связанным с маслом. Характерным признаком таких повреждений являются шламообразование и углеродные следы.

Перегрузка — повреждения, причиной возникновения которых послужила перегрузка трансформатора.

Возгорания/взрывы — повреждения по причинам возгорания и взрывов вне трансформатора, при которых пострадал сам трансформатор.

Сетевые перенапряжения — повреждения из-за перенапряжений, вызванных коммутациями, короткими замыканиями, перекрытием изоляции линий и прочими причинами.

Ошибки при обслуживании — повреждения вследствие выведения из работы или плохой настройки защит, отсутствия охлаждения, плохой очистки масла, коррозии стальных элементов, то есть все повреждения, связанные с недостатками в обслуживании трансформатора.

Большинство неисправностей силовых трансформаторов можно выявить во время осмотра, по действию предупредительной сигнализации и показывающих приборов, по результатам физико – химического анализа масла из бака трансформатора и контактора, по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов и профилактических испытаний, а также с помощью систем мониторинга трансформаторного оборудования и методов неразрушающего контроля (контроль резонансных колебаний, выявления и локализация частичных разрядов).

В частности, рассмотрим взрывы и пожары силовых трансформаторов при внутренних коротких замыканиях, как наиболее неблагоприятное повреждение.

Взрывы и пожары силовых масляных трансформаторов приводят к трагическим социальным, экологическим, экономическим последствиям, вплоть до смертельных случаев, тяжелые ранения и травмы, загрязнение окружающей среды, убытки от недостатка производства электроэнергии до его полного прекращения и увеличение затрат на импорт энергоресурсов, потребность в замене трансформатора и оборудования на поврежденной подстанции или электростанции, снижение производительности.

Трансформаторы содержат большое количество горючего вещества, при возгорании которого пожар может распространиться на близлежащие здания и строения.

Механизм разрушения бака(разрыв):

- После внутреннего короткого замыкания в трансформаторе, как правило, возникает дуговой разряд с мощностью десятки и даже сотни МВт.
- В дуговом разряде происходит интенсивное разложение трансформаторного масла с выделением газообразных продуктов разложения изоляции.
- Поскольку трансформаторное масло практически не сжимаемо, то выделение газа приводит к значительному росту давления в месте возникновения короткого замыкания.
- В результате внутреннего короткого замыкания происходит взрывное разрушения корпуса. Газообразные продукты разложения попадают в воздух и воспламеняются, если их температура выше 250-300°C. Погасить горящее трансформаторное масло, масса которого в силовых трансформаторах и автотрансформаторах составляет несколько десятков тонн, очень сложно.

При коротких замыканиях внутри трансформатора, под воздействием возникающей при этом электрической дуги, происходит разложение масла и бурное выделение газов. Внутри бака трансформатора резко возрастает

давление, которое может привести к значительным механическим повреждениям конструкции.

На рисунке 34 показано повреждение бака трансформатора после внутреннего короткого замыкания.



Рисунок 34 – Повреждение бака трансформатора после внутреннего КЗ

### **9.3 Устройства и системы выявления, предотвращения повреждений и ликвидации последствий разрушения силовых трансформаторов**

Трансформаторы, как правило, оборудованы традиционными системами электрозащиты: дифференциальной, токовой, от замыканий на землю, а также реле Бухгольца и реле быстрого возрастания давления.

### 9.3.1 Реле Бухгольца

Защитное газовое реле предназначено для выявления неполадок, а также для минимизации любых повреждений, которые могут возникнуть внутри масляного трансформатора. Защитное газовое реле представлено на рисунке 35.



Рисунок 35 – Реле Бухгольца

Действие реле Бухгольца основывается на том, что любая неисправность в масляном трансформаторе вызывает разложение изоляционного материала – твердого или жидкого – из-за сильного нагрева в зоне неисправности либо из-за воздействия сильного электрического поля, с выделением пузырьков газа. Они поступают к реле (в нормальных условиях наполненному маслом) по патрубку, соединяющему трансформатор с расширительным баком, где установлено реле.

Активная часть реле устроена так, чтобы обеспечивать свободное протекание масла через корпус реле – между входом и выходом масла из реле нет никаких препятствий вроде поплавков (за исключением клапана, регистрирующего расход масла)

Верхний и нижний поплавки изолированы от потока масла, что позволяет избежать случайных срабатываний, вызванных турбулентностью в потоке масла.

Реле снабжены магнитными выключателями, не допускающими случайного замыкания контактов и последующего выхода реле из строя при сильных вибрациях.

Каждый контакт управляется двумя магнитами, расположенными таким образом, чтобы создавать постоянное магнитное поле непосредственно вокруг контакта. При этом на контакт не воздействуют внешние магнитные поля, присутствующие в трансформаторе.

### 9.3.2 Устройство сброса давления

Предназначено для снижения уровня сверхдавления вследствие внутреннего короткого замыкания и, таким образом, уменьшения риска разрыва бака и неконтролируемой утечки масла, которое может также осложниться возгоранием вследствие короткого замыкания.

Как только давление в баке достигает определенного значения, клапан открывается, и давление в баке сбрасывается. Выбор клапана по давлению открытия осуществляется, исходя из механической прочности бака трансформатора и высоты его установки.

Принцип работы клапана основан на противодействии сил: пружины клапана и давления, возникающего в баке. В закрытом положении клапан удерживается пружинами 8. Уплотнитель 7 обеспечивает герметичность клапана. При достижении давления в баке определенного значения, клапан 6 преодолевает противодействие пружин 8 и открывается. Масло из бака устремляется наружу. После сброса давления клапан закрывается. Время срабатывания клапана, приблизительно — 0,05 с. Настройка клапана на рабочее давление открытия осуществляется за счет изменения плеча 11, путем вращения гайки 14. Регулировка клапана должна осуществляться в условиях завода-изготовителя. Недостаток конструкции предохранительного клапана — ненадежность уплотнения. В результате резкого выброса масла при срабатывании клапана, манжета 7 может сместиться, что, зачастую приводит к уходу из трансформатора части масла. Устройство сброса давления представлено на рисунке 36.

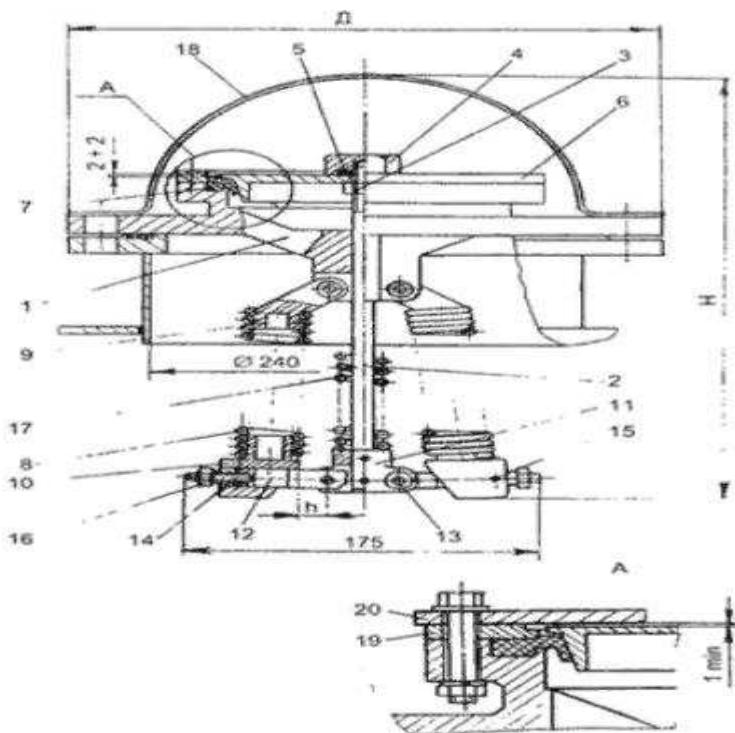


Рисунок 36 - Устройство сброса давления:

- 1 — корпус; 2 — шток; 3 — гайка фиксации; 4 — гайка-колпак; 5 — прокладка; 6 — клапан; 7 — манжета; 8 — пружина; 9, 10 — кронштейн; 11 — втулка; 12 — рычаг; 13 — ось; 14 — винт регулировки давления; 15 — винт фиксации; 16 — контргайка; 17 — амортизационная пружина; 18 — кожух; 19 — фланец; 20 — пластина для фиксации крышки клапана.

### 9.3.3 Системы автоматического пожаротушения

Для ликвидации возгорания трансформатора применяются системы автоматического пожаротушения (Рисунок 37,38).

В качестве огнетушащего вещества принята распылённая вода, как наиболее экономичное и доступное средство. В качестве автоматической установки пожаротушения применяется система дренчерного водяного пожаротушения. Запуск которой осуществляется от дымовых извещателей. Система дренчерного пожаротушения выполняется совместно с внутренним противопожарным водопроводом. Сигнал о срабатывании системы АУПТ осуществляется от системы пожарной сигнализации. Источником водоснабжения в установке пожаротушения предусмотрена автоматизированная насосная станция.

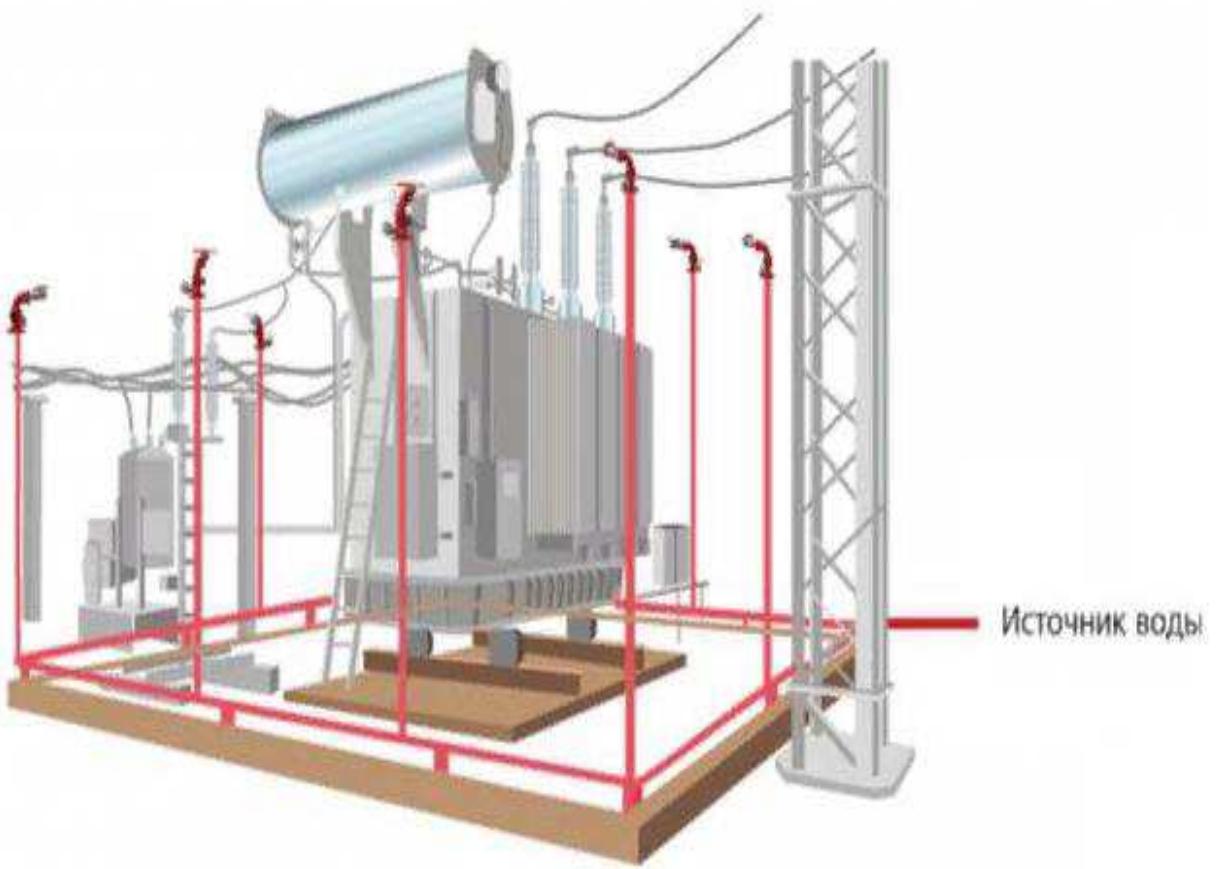


Рисунок 37 - Схема системы водяного пожаротушения трансформаторов.



Рисунок 38 – Система водяного пожаротушения трансформатора в работе

### **9.3.4 Система предупреждения взрывов и пожаров трансформаторов – «Sergi»**

СИСТЕМА TRANSFORMER PROTECTOR – пассивная механическая система, которая включается при достижении определенного внутреннего давления в баке трансформатора при коротком замыкании. TRANSFORMER PROTECTOR (TP) позволяет:

- сбросить давление в баках за несколько миллисекунд;
- предотвратить контакт воздуха (кислорода) с удаленными взрывоопасными газами;
- отделить газы от масла;
- вывести газы из трансформатора на удаленное место для безопасного выхлопа;
- устраниить горючие газы путем закачивания азота;
- быстро обеспечить возможность безопасного проведения ремонтных работ на трансформаторе после аварии.

Основные элементы системы:

Модуль сброса избыточного давления (модуль депрессоризации) – включает в себя разрывной диск, осуществляющий при необходимости сброс избыточного давления в баке трансформатора в течение нескольких миллисекунд и декомпрессионную камеру обеспечивающую высокоскоростную депрессоризацию.

Модуль устранения взрывчатых газов – предназначен для создания безопасной среды внутри бака трансформатора после завершения сброса избыточного давления путем впрыска азота в бак трансформатора из баллона с азотом, установленного в шкафу SERGI.

Модуль отделения масла и газов - осуществляет прием выбрасываемой из трансформатора смеси масла и газов через модуль депрессоризации в специальный бак отделения масла и газов (БОМГ).

Масло остается в баке, а газы выводятся наружу в безопасное место через клапан, препятствующий доступу воздуха извне в БОМГ. Устранение горючих газов осуществляется подачей азота одновременно в бак отделения масла и газов и трансформатор.

На крышках трансформаторов устанавливаются датчики пожара, предназначенные для запуска впрыска азота в режиме предотвращения пожара трансформатора.

При к.з. внутри бака трансформатора из-за увеличения давления в баке срабатывает разрывной диск, обеспечивающий высокоскоростную депрессоризацию (снижение избыточного давления в течение нескольких миллисекунд) и подачу газомасленной смеси в бак отделения масла и газов.

Последующий впрыск азота для предотвращения взрыва или пожара осуществляется при наличии двух независимых сигналов: одного – от разрывного диска или от датчиков пожара, другого – от защит трансформатора (дифзащиты или 2-й ступени газовой защиты).

При наличии только одного сигнала системы (от разрывного диска, датчиков пожара или защит трансформатора) пульт управления через 30 минут блокируется для предотвращения впрыска азота в бак трансформатора.

Схема установки системы SERGI представлена на рисунке 39.

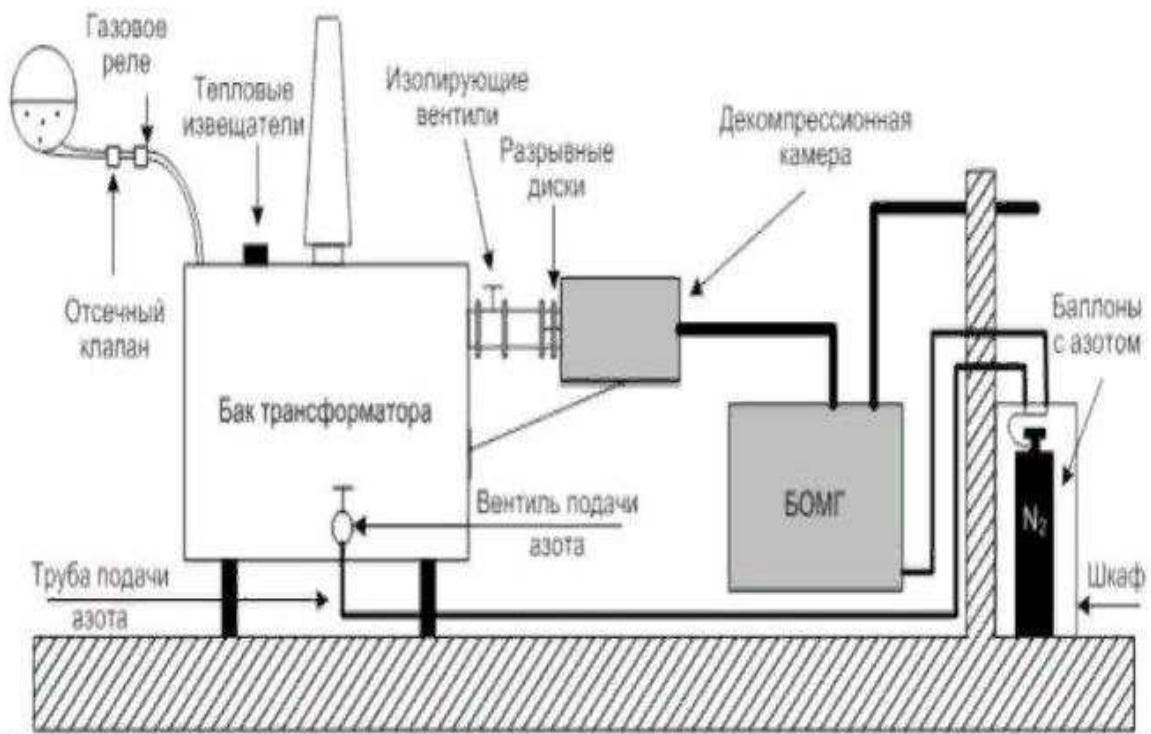


Рисунок 39 - Схема установки системы SERGI

#### 9.3.4.1 Достоинства и недостатки системы

**Недостатки системы SERGI:**

1. Высокая стоимость приобретения и установки системы.
2. После ввода в эксплуатацию системы ТР SERGI возникает необходимость в ежегодном техническом обслуживании, периодических испытаниях и выполнения регулярной замены элементов ТР в соответствие с инструкцией (требованиями) SERGI France:

- Замена электрических активаторов пиропатрона каждые 2 года;
- Клапан расширительного бака каждые 5 лет;
- Разрывной диск каждые 10 лет;
- Амортизатор ударов каждые 10 лет;

**Достоинства системы SERGI:**

1. Значительная финансовая выгода от применения системы.
2. Возможность установки системы SERGI на трансформаторы без значительной модернизации бака.
3. Позволяет не допустить повреждений трансформаторов и смежного оборудования вследствие пожаров.

4. Позволяет не допустить загрязнения окружающей среды за счет локализации слива масла.

5. Система способна эффективно работать как в самые суровые морозы при  $-40^{\circ}$ , так и при знойной жаре  $+50^{\circ}$

#### **9.3.4.2 Опыт использования системы**

3 мая 2013 в 19.08 по местному времени, произошло аварийное отключение объединенного блока Б1 действием дифференциальной защиты (ДЗТ) трансформатора Т2. Срабатывание ДЗТ и разрывного диска задействовало срабатывание системы против взрывов и пожаров «TRANSFORMER PROTECTOR» типа «МТР» (компания SERGI FRANCE). Снижение нагрузки составило с 360МВт до 200 МВт. До момента возникновения аварии, трансформатор Т2 работал в соответствии с действующим НТД РФ по диспетчерскому графику нагрузки. В 19.13 при осмотре трансформатора Т2 задымления и следов пожара не обнаружено. Выявлено: работа разрывного диска; выброс масла в БОМГ; работа системы SERGI; подача азота в бак трансформатора; работа предохранительного клапана (выброс масла). В 20ч.23м. суммарная генерация станции составила 360 МВт.

Отмечается положительный результат срабатывания системы SERGI TRANSFORMER PROTECTOR типа «МТР», со сбросом давления и последующей подачей азота в бак трансформатора. Результат: Выявленных в ходе расследования нарушений требований нормативных правовых актов в области электроэнергетики, в том числе установленных норм и правил эксплуатации объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, а также технических регламентов нет. Предположительной причиной возникновения аварийного отключения объединенного блока Б1 явилось витковое замыкание внутренней части верхней катушки обмотки ВН с последующим газовыделением и шунтированием части катушки дуговым разрядом как по внутренней стороне катушки, так и по ближайшему к ней слою маслобарьерной изоляции. Шунтирование катушки привело к возникновению тока короткого замыкания между линейным отводом на зону нейтрали данной фазы. Трансформатор Т2 эксплуатируется с 05.11.2012, установленный заводом-изготовителем срок службы не менее 30 лет.

## **9.4 Итоги**

Тема повреждений трансформаторов и способов защиты и предупреждения аварий трансформаторного оборудования является важной и актуальной для всех энергопредприятий России.

В ходе спец.вопроса были рассмотрены виды, причины повреждения силовых трансформаторов, а также традиционные и современные системы выявления, предупреждения и ликвидации аварийных режимов трансформаторов.

Считаю, что в дополнение к традиционным технологическим защитам трансформаторов установка современной системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторов «SERGI» на оборудовании электростанций и подстанций крайне необходима. Несмотря на высокую стоимость и затраты на техническое обслуживания данная система позволяет предупредить взрывы и пожары трансформаторов, а также минимизировать последствия аварий трансформаторов. Система «SERGI» позволяет сохранить целостность оборудование, безопасность персонала энергообъекта, а также не допускает загрязнения окружающей среды в случае аварий и ненормальных режимов трансформаторного оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе бакалаврской работы были определены основные элементы и параметры Кумского гидроузла высотой 22 м на реке Кума, являющимся сооружением II класса, исходя из её высоты, социально-экономической ответственности и последствия возможных гидродинамических аварий.

В первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного расчетного случая обеспеченностью ( $P=1\%$ )  $738 \text{ м}^3/\text{с}$  и максимальный расход при поверочном расчётом случае  $912 \text{ м}^3/\text{с}$  ( $P = 0,1\%$ ).

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Кумской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 106 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 105,81м. Полезный объем при данных отметках НПУ 109 и УМО составляет  $1,31 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет  $412,5 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}$ .

Далее было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- $H_{\max} = 46,5 \text{ м};$
- $H_{\text{расч}} = 33,45 \text{ м};$
- $H_{\min} = 32,4 \text{ м};$

По данным напорам было подобрано основное и вспомогательное оборудование:

- тип турбины ПЛ50-В-375;
- тип генератора СВ-595/100-30УХЛ5;
- количество агрегатов 4 шт.

На четвертом этапе была определена ширина водосливного фронта, которая составила 8 м (2 пролета по 4 м), далее была определена отметка гребня водослива  $\nabla ГВ = 98 \text{ м}$ .

На пятом этапе были определены сооружения, которые входят в состав Кумского гидроузла:

- бетонная водосливная плотина, гравитационная
- бетонная станционная часть;
- гравитационная бетонная правобережная и левобережная глухие части.
- здание ГЭС деривационного типа

Исходя из шестого этапа можно сделать вывод что с точки экономической целесообразности строительство Кумской ГЭС будет выгодно и обосновано. Данный вывод может быть сделан на основе следующих расчетных показателей эффективности проекта:

- Индекс прибыльности 1,22;
- удельные капиталовложения 69891,93 руб./кВт;
- себестоимость энергии 0,39 руб./кВт·ч;
- срок окупаемости 10 лет 3 месяцев.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология : методические указания к практическим занятиям / К. Ю. Мосин. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 48 с.
2. Кожемякин, В. Е. Введение в инженерную деятельность. Вычисление объёма водохранилища, построение кривых связи объёма и зеркала водохранилища от его уровня, построение зависимости расхода в створе реки от уровня в реке : методические указания к курсовому проектированию / В. Е. Кожемякин; под. ред. Е. Ю. Затеевой. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 36 с. 3. Сайт закупок: ПАО «РУСГИДРО» [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://zakupki.rushydro.ru>
4. Федеральная служба государственной статистики [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://www.gks.ru>
5. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 176 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т. / Д.С. Щавелев; под. ред. Ю. С. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Т.2. – 400 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2018. – 462 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. 68 с.
10. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013 г. N 986 // Информационно-правовая система «Гарант». – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru>
11. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : СаяноШушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М. : Минрегион России, 2012. – 82 с.
13. Гидротехнические сооружения (речные) : учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

14. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв. – М. : Энергия, 1974. – 312 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходные данные

Таблица А.1- Расчетный гидрологический ряд наблюдений с 1946 – 1995 гг.

№года	годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср.год
1	1946	44	40	40	175	302	273	155	88	93	101	103	58	123
2	1947	45	40	35	171	389	284	164	86	98	163	105	82	139
3	1948	68	61	52	229	558	313	211	135	122	152	116	83	175
4	1949	64	56	50	198	536	361	213	142	129	182	138	120	182
5	1950	66	54	50	183	528	348	223	147	134	187	130	119	181
6	1951	60	54	55	202	466	307	183	161	128	170	141	89	168
7	1952	73	68	60	210	296	288	165	85	97	135	133	98	142
8	1953	48	44	43	175	277	266	153	83	79	100	99	65	119
9	1954	40	39	40	171	189	209	122	69	48	82	113	49	98
10	1955	45	42	42	179	189	164	134	40	65	96	94	72	97
11	1956	37	34	33	148	196	166	151	69	72	112	97	35	96
12	1957	53	45	39	148	178	186	142	83	81	124	96	65	103
13	1958	46	41	39	171	296	271	153	86	89	107	97	66	122
14	1959	73	62	56	194	281	201	163	167	113	157	137	79	140
15	1960	79	64	59	198	585	494	249	205	186	310	195	170	233
16	1961	63	57	50	152	522	332	221	140	129	201	127	118	176
17	1962	72	62	53	187	530	411	214	145	134	184	116	96	184
18	1963	67	61	55	179	536	327	218	139	139	188	128	112	179
19	1964	53	45	40	171	454	303	179	149	142	184	149	87	163
20	1965	62	45	39	129	543	370	236	150	128	193	117	97	176
21	1966	61	56	53	183	534	442	206	125	136	221	132	106	188
22	1967	45	43	38	183	330	280	174	93	98	157	104	93	137
23	1968	54	50	47	183	335	293	140	155	122	192	123	95	149
24	1969	37	32	33	144	277	152	125	76	33	48	59	28	87
25	1970	42	37	36	156	144	218	124	78	61	86	116	50	96
26	1971	39	37	38	156	307	246	106	74	89	86	109	50	111
27	1972	42	41	39	171	184	150	141	39	63	92	96	78	95
28	1973	82	43	43	183	189	201	148	76	67	100	104	49	107
29	1974	78	59	57	206	467	411	215	163	171	283	207	119	203
30	1975	64	58	56	199	442	427	204	130	133	210	127	104	180
31	1976	57	46	43	144	378	291	156	153	94	171	116	83	144
32	1977	44	42	42	171	200	227	102	73	84	92	102	56	103
33	1978	55	45	39	152	189	171	152	71	68	107	87	45	98
34	1979	39	36	34	144	161	170	142	85	76	107	76	31	92
35	1980	45	39	41	160	310	260	146	76	94	92	92	62	118
36	1981	59	58	55	191	533	321	210	148	113	202	138	104	178
37	1982	65	49	48	187	540	339	225	143	133	205	131	116	182
38	1983	65	54	50	191	499	394	207	161	126	193	131	99	181
39	1984	74	61	57	187	542	456	259	149	153	274	168	118	208
40	1985	68	57	56	171	205	153	148	57	70	101	74	57	101
41	1986	63	55	51	183	164	194	112	78	64	100	98	61	102
42	1987	42	39	36	144	290	240	108	82	88	89	79	51	107
43	1988	51	43	41	171	567	318	225	152	120	191	130	95	175
44	1989	46	37	38	152	286	249	125	77	104	101	98	57	114
45	1990	50	39	39	131	151	180	103	71	67	94	85	49	88
46	1991	46	44	41	152	322	277	138	91	101	143	109	96	130
47	1992	61	53	52	183	410	286	170	78	91	146	103	84	143
48	1993	60	55	46	175	339	282	146	85	101	162	107	95	138
49	1994	59	53	50	187	324	296	144	154	126	205	141	85	152
50	1995	44	39	37	148	394	299	172	145	127	205	134	82	152

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Суточные графики нагрузки



Рисунок Б.1 – Зимний график нагрузки



Рисунок Б.2 – Летний график нагрузки

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Годовые графики нагрузки

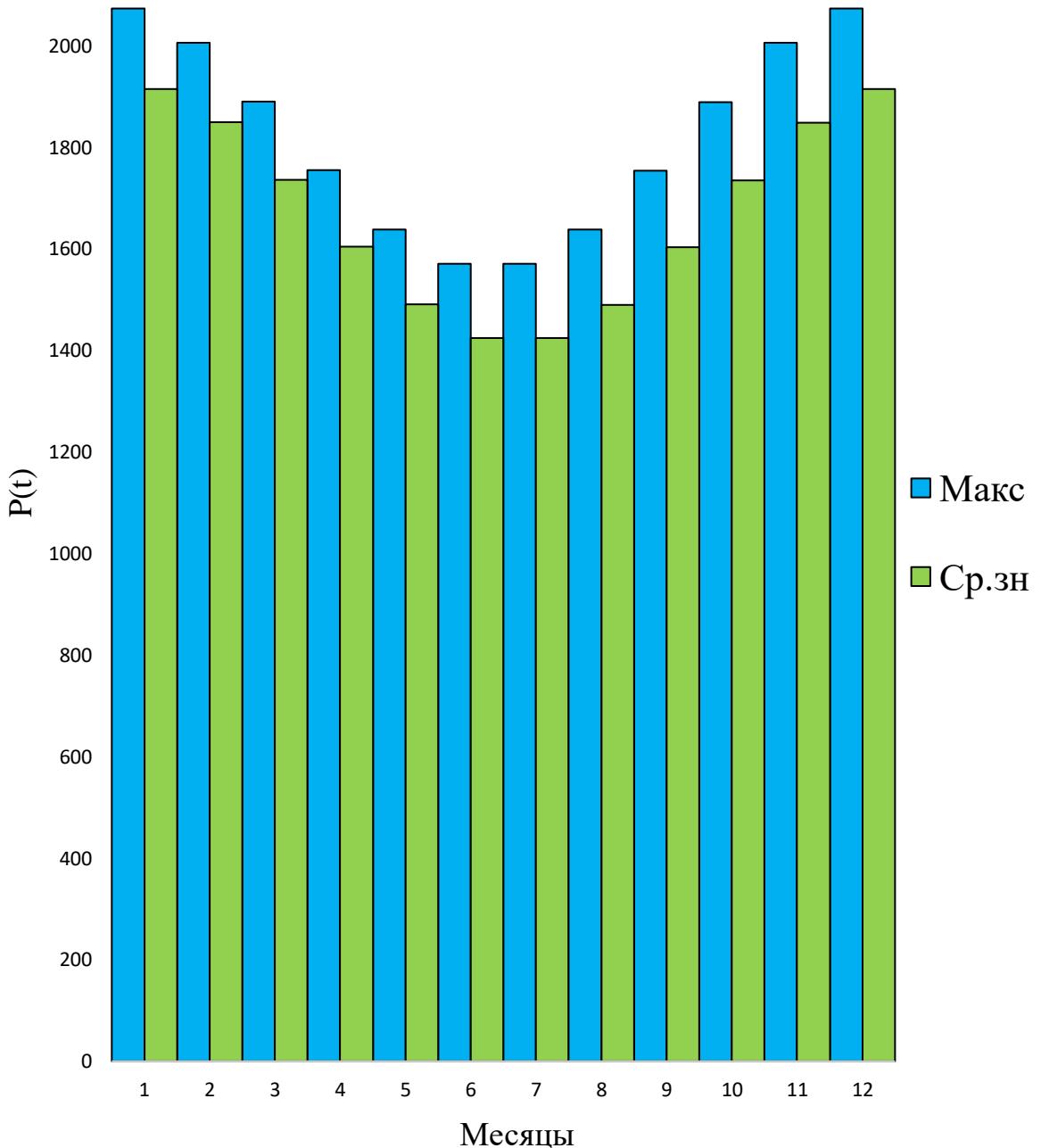


Рисунок В.1 – Годовой график потребления Кольского РДУ по максимальным и средним значениям

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Баланс энергии

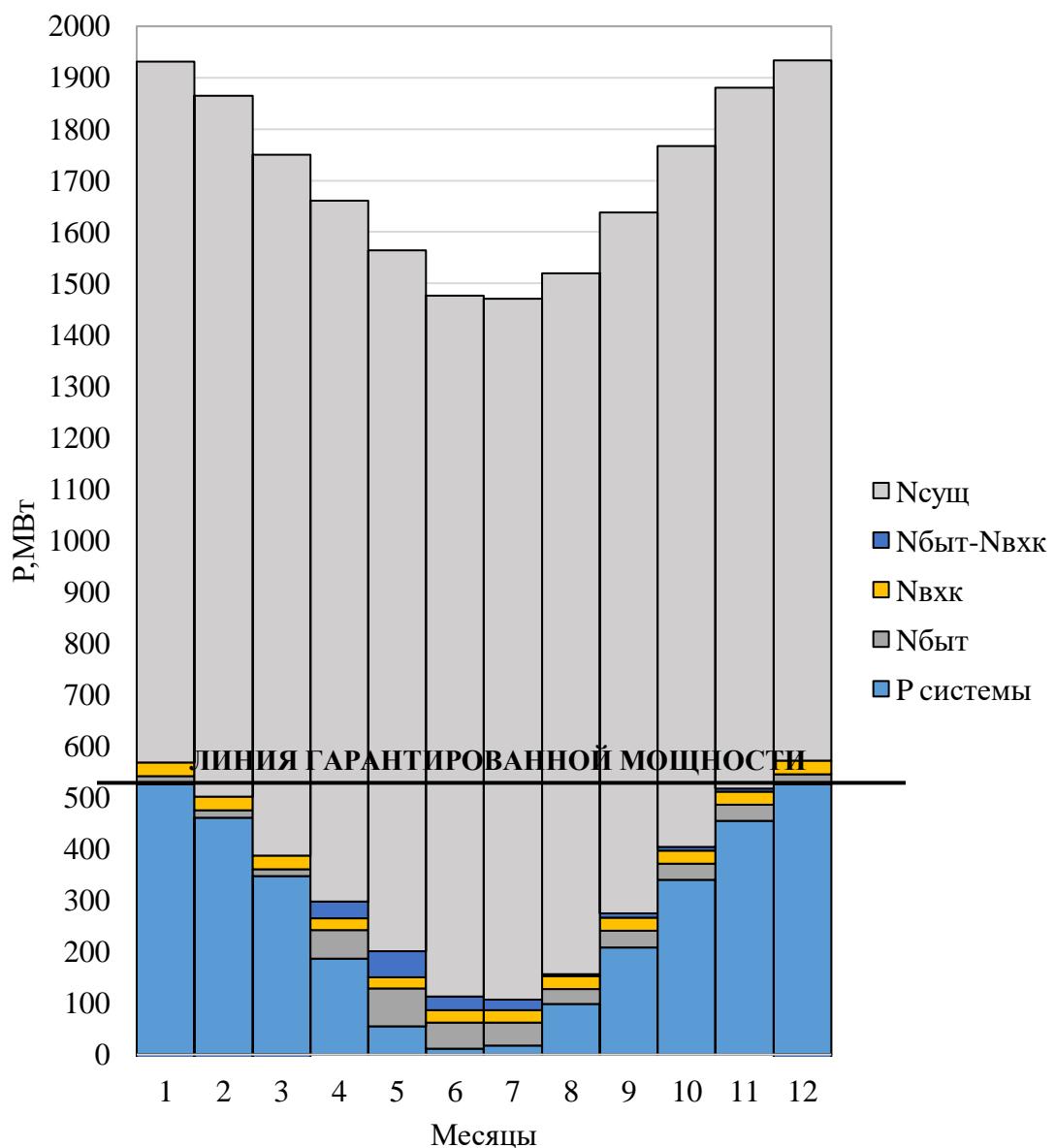


Рисунок Г.1 – Баланс энергии

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### ВЭР Маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

Таблица Д.1 - ВЭР Маловодного года с обеспеченностью годового стока 90%

Месяц	Расход												контр.	V, км <sup>3</sup>	ZББ	ZНБ	H	Nгэс	Nгар	$\mathcal{E}$ , млн.кВт·ч
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>Ф</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>х.сбр</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>вхк</sub>	Vнач	ΔV	Vкон								
№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
XII	50	4	46	0,25	143	0	189	189	60	9,11	0,37	8,74	109,00	107,89	108,45	68,84	39,15	65	65	1,56
I	41	1	40	0,21	156	0	195	196	60	8,74	0,40	8,33	107,89	106,69	107,29	69,04	37,79	65	65	1,56
II	36	2	34	0,18	56	0	90	90	60	8,33	0,15	8,19	106,69	106,26	106,48	65,15	40,87	32	bxk	0,77
III	35	2	33	0,18	40	0	73	73	60	8,19	0,10	8,08	106,26	105,97	106,12	64,34	41,32	26	bxk	0,63
IV	158	-1	159	0,79	-95	0	64	65	60	8,08	-0,25	8,33	105,97	106,68	106,32	63,93	41,93	24	bxk	0,57
V	221	-1	222	1,11	-100	0	122	123	60	8,33	-0,26	8,59	106,68	107,45	107,06	66,56	40,04	43	bxk	1,03
VI	146	-3	149	0,73	-54	0	95	95	60	8,59	-0,14	8,73	107,45	107,87	107,66	65,40	41,81	35	bxk	0,83
VII	125	-1	126	0,63	-63	0	63	64	60	8,73	-0,16	8,89	107,87	108,36	108,12	63,88	43,77	24	bxk	0,58
VIII	77	-1	78	0,39	-16	0	62	62	60	8,89	-0,04	8,93	108,36	108,49	108,42	63,79	44,17	24	bxk	0,57
IX	90	-1	91	0,45	-30	0	61	61	60	8,93	-0,08	9,01	108,49	108,72	108,60	63,74	44,40	24	bxk	0,57
X	85	0	85	0,43	-18	0	67	67	60	9,01	-0,05	9,06	108,72	108,85	108,78	64,07	44,25	26	bxk	0,63
XI	85	2	83	0,43	-20	0	63	63	60	9,06	-0,05	9,11	108,85	109,00	108,93	63,84	44,63	25	bxk	0,59

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### ИКН для января и декабря

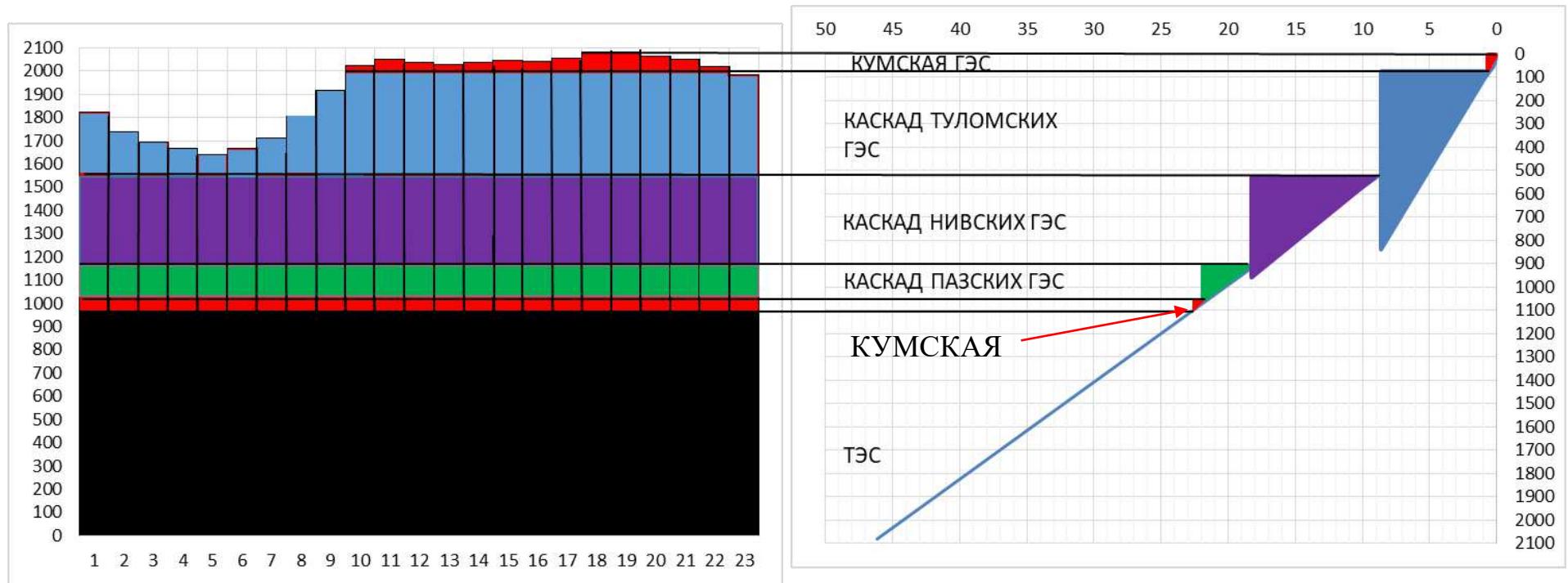


Рисунок Е.1 – ИКН для января и декабря

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Баланс мощности.

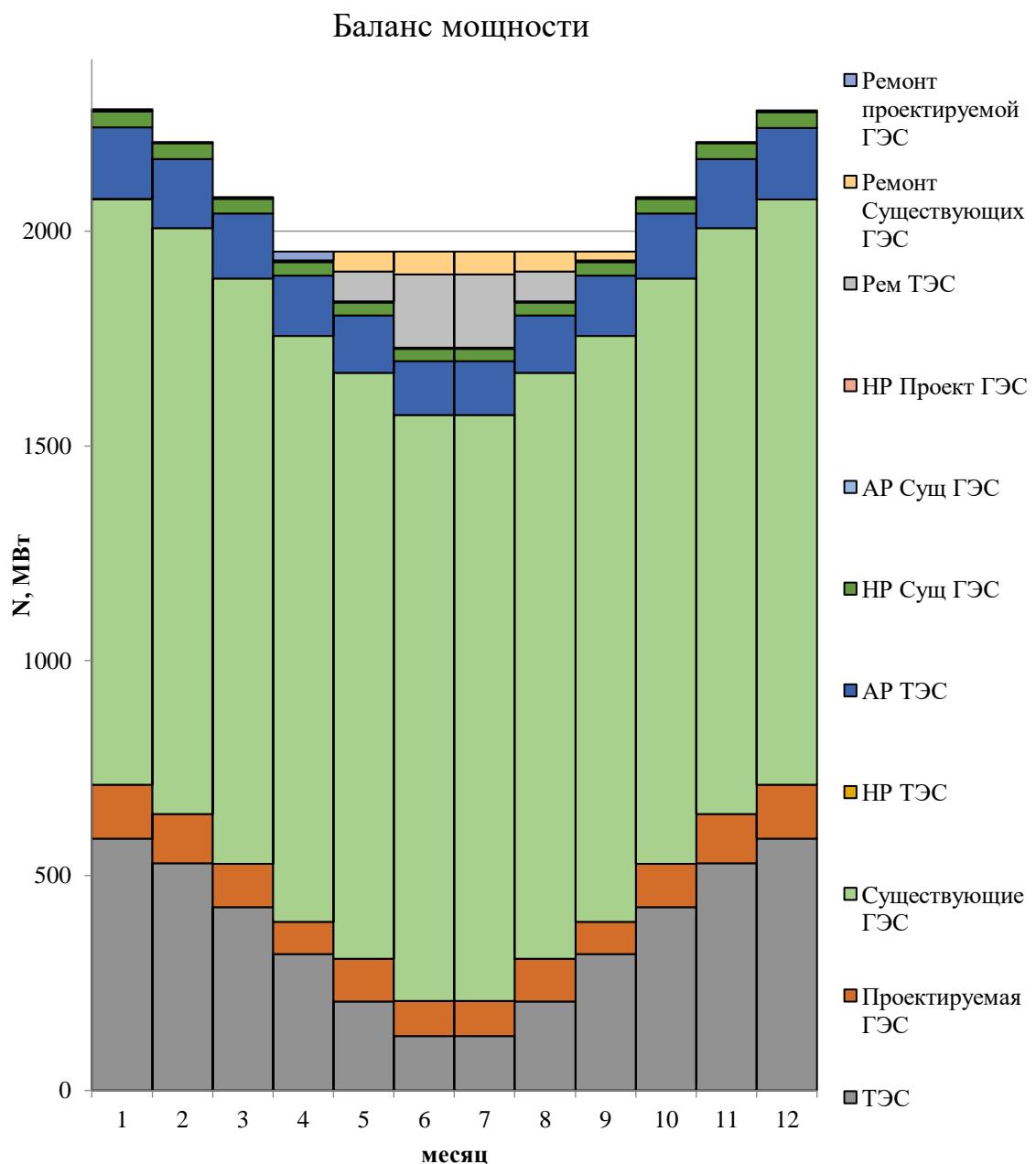


Рисунок Ж.1 – Баланс мощностей Кольского РДУ с учётом проектируемой Кумской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

### Параметры моделей гидротурбин

Таблица И.1 - Параметры моделей гидротурбин

Параметр		ПЛ50-	ПЛД50-	РО45-
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50	45
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{об/м}$	116	113	82
Оптимальный приведенный	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{л/с}$	1000	1100	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,916	0,910	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1500	1650	1430
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1\max})$	0,60	0,60	0,23
Приведенный диаметр рабочего	$D_{1m}, \text{м}$	0,460	0,350	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	12	5	4
Температура	$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	20	16	8
Коэффициент	$v_{\text{мод}}$	0,99	1,11	1,38

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Параметры гидротурбин

**Таблица К.1 - Параметры гидротурбины ПЛ50-В**

D <sub>1,м</sub>	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
КПД	0,918	0,919	0,919	0,920	0,920	0,921
Na*	25814	28476	32230	36217	40437	46042
Za*	5,00	4,53	4,00	3,56	3,19	2,80
Za	6	6	4	4	4	3
Na	21500	21500	32250	32250	32250	43000
Дельта	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nc*	236,03	224,85	211,50	199,65	189,06	177,31
nc	250	230,8	214,3	200	200	187,5
n'max	124,61	120,76	119,20	117,85	124,45	124,41
n'min	108,69	105,33	103,98	102,80	108,56	108,52
n'p	122,87	119,07	117,53	116,20	122,71	122,67
Q'ηн расч	1,162	1,0542	1,398	1,245	1,115	1,307
(Q'ηн)max	0,804	0,729	0,967	0,861	0,772	0,905
(Q')min	1,107	1,004	0,887	0,790	0,707	0,622
(Q')max	0,966	0,876	0,774	0,689	0,617	0,542

**Таблица К.2 - Параметры гидротурбины ПЛД50-В**

D <sub>1,м</sub>	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
КПД	0,910	0,910	0,911	0,912	0,912	0,913
Na*	28783	31752	35939	40386	45093	51345
Za*	4,48	4,06	3,59	3,19	2,86	2,51
Za	6	6	4	4	3	3
Na	21500	21500	32250	32250	43000	43000
Дельта	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
nc*	232,20	221,21	208,08	196,42	186,01	174,44
nc	250	230,8	214,3	200	187,5	187,5
n'max	123,39	119,57	118,03	116,69	115,52	123,18
n'min	107,63	104,30	102,96	101,79	100,77	107,45
n'p	121,66	117,90	116,38	115,06	113,91	121,46
Q'ηн расч	1,162	1,054	1,398	1,245	1,487	1,307
(Q'ηн)max	0,804	0,729	0,967	0,861	1,029	0,905
(Q')min	1,096	0,994	0,879	0,782	0,701	0,615
(Q')max	0,956	0,867	0,766	0,682	0,611	0,537

## Окончание приложения К

Таблица К.3 - Параметры гидротурбины РО45-В

D1,м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
КПД	0,918	0,918	0,919	0,919	0,920	0,920
Na*	24105	26590	30094	33816	37755	42986
Za*	5,35	4,85	4,29	3,81	3,42	3,00
Za	6	6	4	4	4	3
Na	21500	21500	32250	32250	32250	43000
Дельта	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
nc*	169,17	161,16	151,59	143,09	135,50	127,07
nc	187,5	166,7	166,7	150	136,4	136,4
n'max	92,74	86,55	92,01	87,71	84,23	89,81
n'min	80,89	75,49	80,26	76,51	73,47	78,34
n'p	91,44	85,34	90,73	86,48	83,05	88,56
Q'ηн расч	1,162	1,054	1,398	1,245	1,116	1,308
(Q'ηн)max	0,805	0,730	0,968	0,862	0,772	0,905
(Q')min	1,099	0,997	0,881	0,784	0,703	0,617
(Q')max	0,959	0,869	0,768	0,684	0,613	0,538

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ50-В

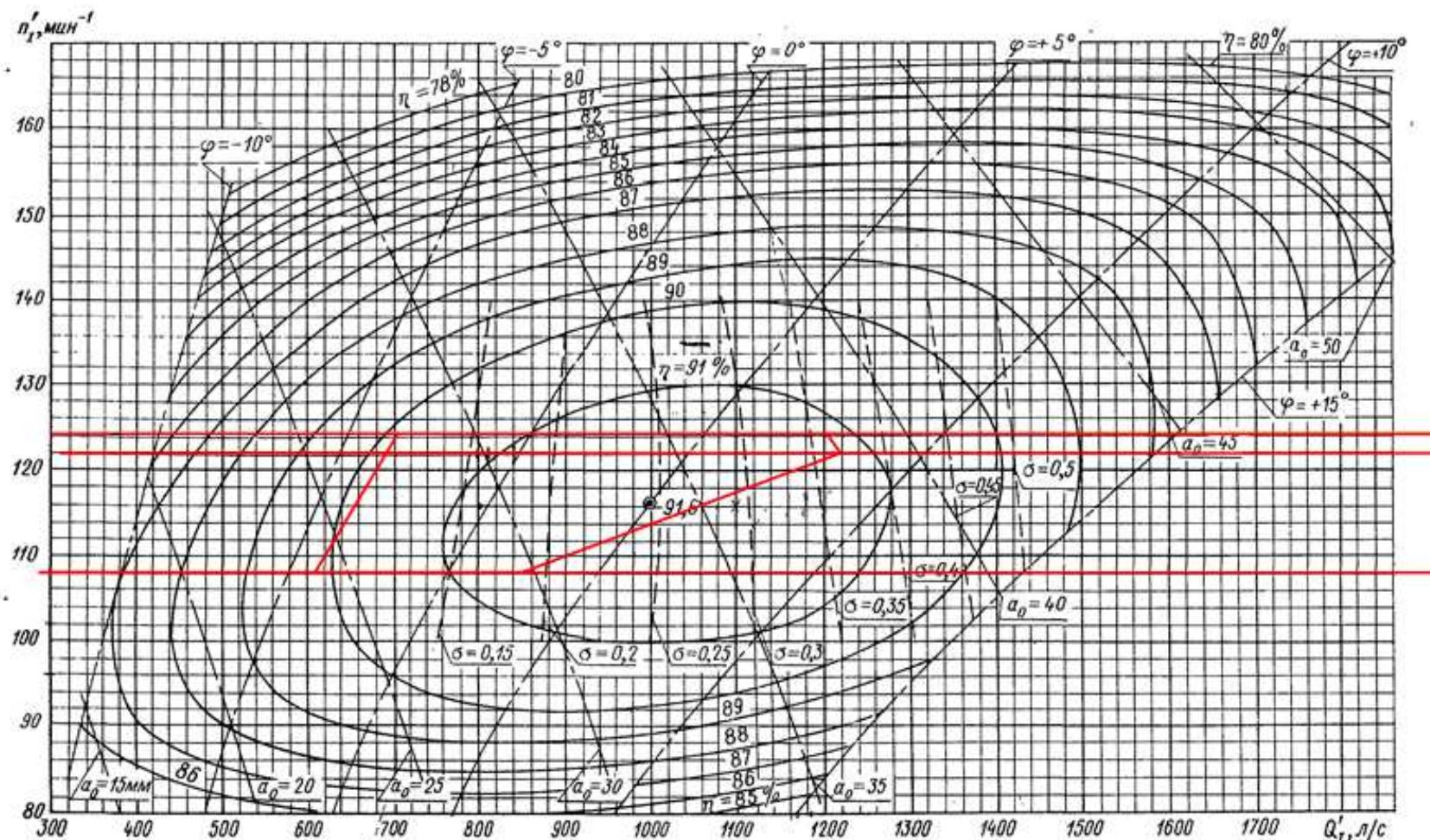


Рисунок Л.1 – Зона работы ПЛ50 - В

## ПРИЛОЖЕНИЕ М

### Проточная часть турбины ПЛ50-В

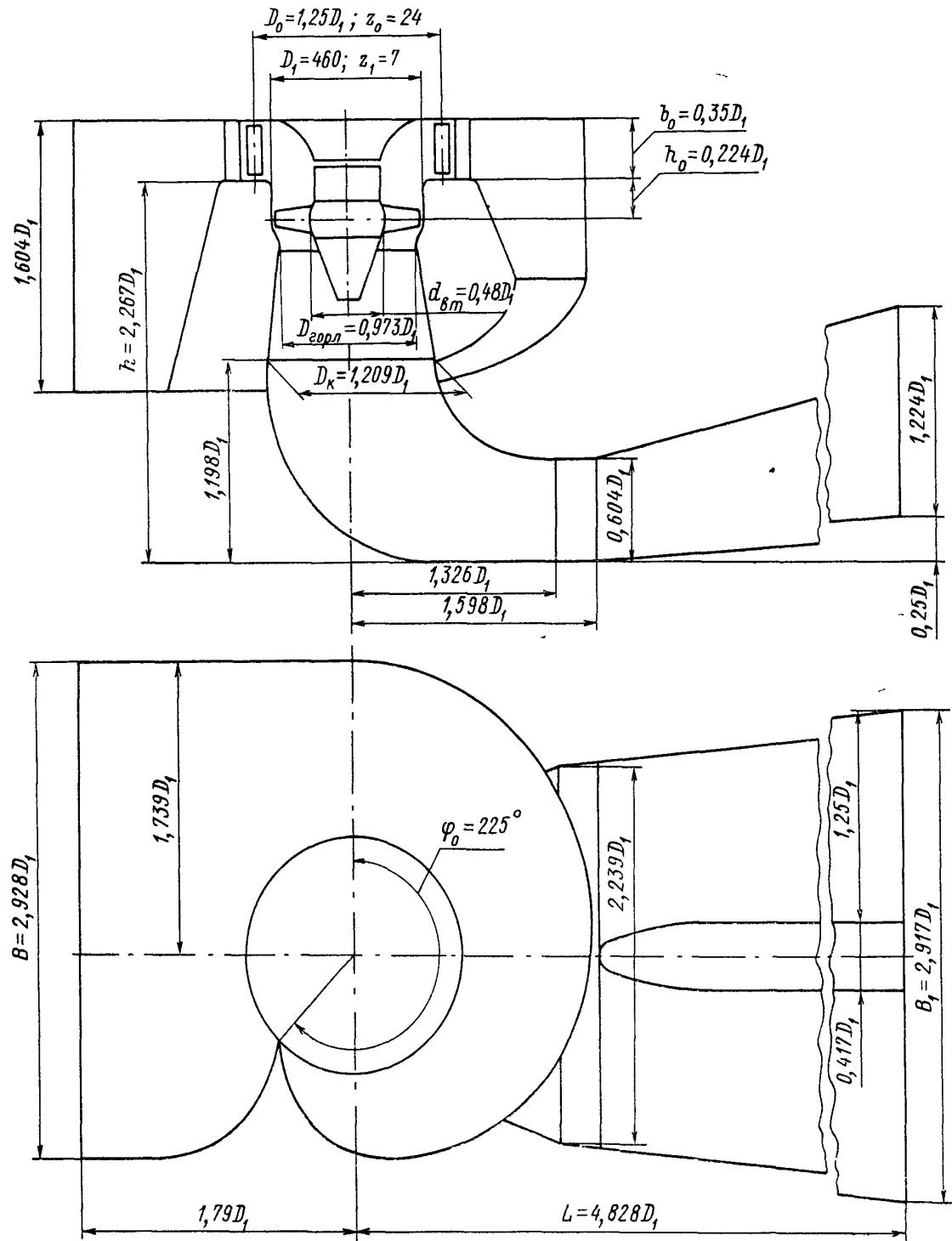


Рисунок М.1 – Схема проточной части турбины

## ПРИЛОЖЕНИЕ Н

### Сpirальная камера

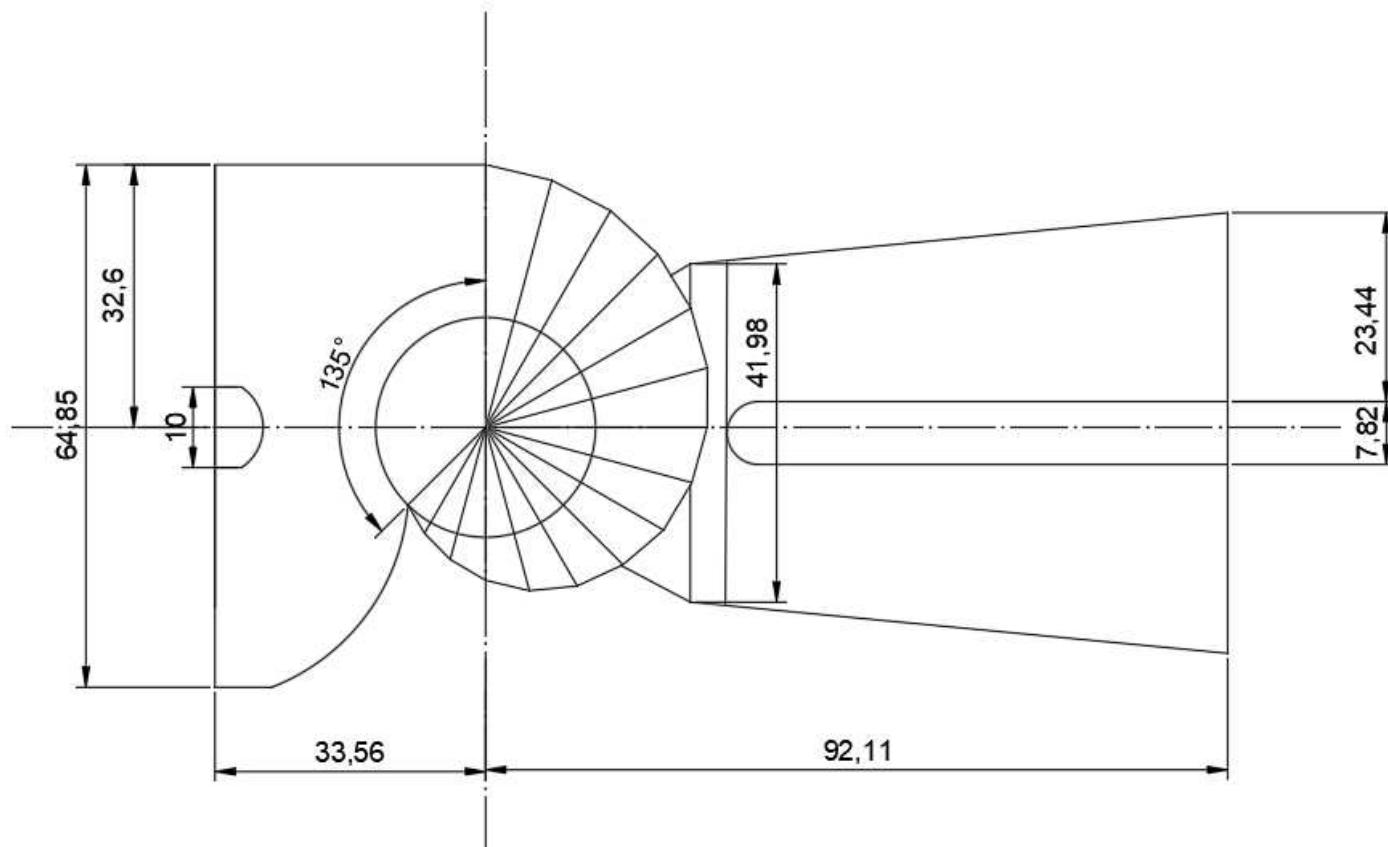


Рисунок Н.1 – Спиральная камера



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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Лиуха А.А. Ачитаев  
подпись инициалы, фамилия  
«03 » 07 . 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

### **Проектирование Кумской ГЭС на реке Кума. Системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторного оборудования.**

Руководитель С.К., 03.07.2020  
подпись, дата

стипенер по РЗА  
должность, учебная степень

В.В.Кислер  
ициалы, фамилия

Выпускник И.С.Чеботаревский  
подпись, дата

ициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Кумской ГЭС на реке Кума. Системы предупреждения взрывов и пожаров трансформаторного оборудования».

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

Зайд 28.06.20 8.10. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.Речников А.В. Речников  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Михайлов Михайлов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Д.В. Мурзаков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чубахин Н.П. Чубахин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В В. Долгунов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

16.07.20 Каулеев ВА  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

01.07.20 В.В. Лапасов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

02.07.20 Г.А. Гаджиев  
подпись, дата инициалы, фамилия