

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-ГЫНЫМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГЫНЫМ.  
СИСТЕМА ОСУШЕНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИН. РАЗРАБОТКА  
СХЕМЫ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ**

Руководитель	_____	Доцент кафедры ГГЭС и ЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>В.И.Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.В.Мурыщенко</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усть-Гынымской ГЭС на реке Гыным. Система осушения проточной части турбин. Разработка схемы и выбор оборудования»

название ВКР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и 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 УСТЬ-ГЫНЫМСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Общие сведения о районе строительства .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Топографические данные.....	11
1.4 Инженерно-геологические условия .....	12
1.5 Сейсмологические условия.....	12
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	12
2.1 Выбор расчётного средневодного года ( $P = 50\%$ ).....	12
2.2 Выбор расчётного маловодного года ( $P = 90\%$ ).....	14
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	15
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	16
2.5 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	18
2.6 Баланс энергии .....	21
2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года .....	23
2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС .....	27
2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощностей .....	30
2.10 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию средневодного года .....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	35
3.1 Построение режимного поля .....	35
3.2 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	36
3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	36
3.2.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....	37
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	41
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	44
3.5 Гидромеханический расчёт стальной спиральной камеры.....	44
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	47
3.6.1 Расчёт вала на прочность .....	47
3.6.2 Расчёт подшипника.....	48
3.6.3 Выбор типа маслonaпорной установки .....	49
3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	49
4 Электрическая часть .....	49
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	49
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	50
4.2.1 Выбор синхронных генераторов .....	50

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	50
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком .....	51
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд .....	52
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ .....	53
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	54
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	55
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	56
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	56
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	57
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	58
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ .....	59
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	59
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	59
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	60
4.9	Выбор параметров КРУЭ .....	60
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	61
5.1	Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	62
5.2	Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор .....	63
5.3	Описание защит и расчёт их уставок .....	65
5.3.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора (I>TV), (I>>TV) .....	65
5.3.2	Продольная дифференциальная защита (IDG).....	68
5.3.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	73
5.3.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	76
5.3.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) .....	76
5.3.6	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	82
5.3.7	Дистанционная защита генератора (Z1<), (Z2<).....	85
5.3.8	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	88
5.4	Таблица уставок .....	90
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	91
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	91
6.1	Состав и компоновка гидроузла .....	91
6.2	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	91
6.2.2	Грунтовая плотина .....	91

6.2.3	Бетонная плотина .....	93
6.3	Гидравлические расчёты .....	93
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	94
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	95
6.3.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода .....	96
6.3.4	Построение профиля водосливной грани .....	98
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	98
6.3.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	99
6.3.7	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы .....	101
6.4	Конструирование плотины .....	101
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	101
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	102
6.4.3	Быки .....	102
6.4.4	Устои .....	103
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	103
6.4.6	Галереи в теле плотины .....	103
6.5	Основные элементы плотины .....	104
6.5.1	Противофильтрационная завеса .....	104
6.5.2	Дренажные устройства в основании .....	104
6.6	Фильтрационные расчёты подземного контура .....	105
6.7	Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины .....	105
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	105
6.7.2	Вес сооружения и затворов .....	105
6.7.3	Сила гидростатического давления воды .....	106
6.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления .....	106
6.7.5	Сила фильтрационного давления .....	107
6.7.6	Давление грунта .....	107
6.7.7	Волновое давление .....	108
6.7.8	Оценка прочности плотины .....	109
6.8	Критерии прочности плотины и её основания .....	111
6.8.1	Обоснование устойчивости плотины .....	112
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Усть-Гынымского ГУ .....	112
7.1	Общие сведения о районе строительства .....	112
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	114
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	115
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период .....	116
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве .....	117
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	118
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда .....	119

8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	119
8.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Усть-Гынымской ГЭС .....	119
8.2.1	Общие положения .....	119
8.2.2	Требования по охране труда и противопожарной безопасности .....	120
8.2.3	Объекты водяного пожаротушения на Усть-Гынымской ГЭС .....	122
8.2.4	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках .....	123
9	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	124
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	124
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	124
9.3	Налоговые расходы.....	127
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	128
9.5	Оценка инвестиционного проекта.....	129
9.5.1	Методология, исходные данные.....	129
9.5.2	Коммерческая эффективность .....	130
9.5.3	Бюджетная эффективность .....	131
9.6	Анализ чувствительности.....	131
10	Система осушения проточной части турбин.....	133
10.1	Варианты схем осушения проточной части турбин .....	133
10.1.1	Осушение с индивидуальными насосами.....	134
10.1.2	Осушение с центральной насосной.....	134
10.1.3	Откачка переносным насосом.....	135
10.1.4	Осушение со сливной галереей («мокрой» потерной) и общей насосной .....	136
10.1.5	Осушение со сборным коллектором и общей емкостью .....	136
10.2	Разработка схемы и выбор оборудования .....	137
10.2.1	Исходные данные для проектирования .....	137
10.2.2	Гидравлические расчеты системы осушения.....	137
10.2.3	Подбор оборудования.....	141
10.2.4	Окончательный выбор варианта компоновки системы откачки проточного тракта .....	146
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>148</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>150</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты.....</b>	<b>154</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....</b>	<b>160</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем .....</b>	<b>164</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г Компоновка и сооружения гидроузла.....</b>	<b>167</b>

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСТЬ-ГЫНЫМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Гыным;
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха (Якутия);
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....162 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью: 0,01%.....1291 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%.....1123 м<sup>3</sup>/с;
  - в) минимальный.....5 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка: НПУ.....357,00 м;  
ФПУ.....359,00 м;  
УМО.....344,87 м;
  - в) объемы:  
полный.....7,65 м<sup>3</sup>;  
полезный.....5,28м<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....104,00 м;
  - б) расчетный.....89,89 м;
  - в) минимальный.....84,41м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная.....240 МВт;  
гарантированная.....194 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,098 млрд.кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина/ максимальная высота):
  - а) левобережная бетонная.....370,5 м;
  - б) правобережная бетонная.....281,5 м;
  - в) водосливная.....61,7 м;
  - г) стационарная.....84,0 м;
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип.....поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов.....3×10 м;
  - в) общая длина водосливной плотины.....70 м;
  - г) максимальная высота.....363 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинное;
  - б) число агрегатов.....3;
  - в) грунты в основании.....долерит (диабаз);
  - г) тип спиральной камеры.....круглая металлическая;
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины.....PO115-B-315;

- б) тип генератора.....подвесной;
- в) мощность генератора.....80 МВт;
- г) частота вращения.....230,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии.....0,35 руб/кВт·ч;
- б) удельные капиталовложения.....75098,5 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости.....12 лет, 5 мес.



## **ВВЕДЕНИЕ**

Почти всюду можно увидеть, как население использует энергию движущейся воды. Этот многообещающий способ производства энергии стал в недавнее время более популярным во многих развивающихся и индустриальных регионах по ряду причин. Использование чистой и безопасной энергии воды снижает зависимость от ископаемого топлива, принося пользу окружающей среде.

Опыт эксплуатации первых гидроэлектростанций показал, что они имеют большую маневренность, хорошую надежность работы и малые эксплуатационные расходы, не требуют многочисленного обслуживающего персонала и допускают полную автоматизацию процесса производства электроэнергии с весьма широкими возможностями телеуправления. Энергия, производимая гидроэлектростанциями, дешевле, чем электроэнергия, доставляемая тепловыми электростанциями.

В техническом и эксплуатационном отношении очень важно, что гидроэлектрические установки обладают большой маневренностью. Эта особенность гидроагрегатов имеет существенное значение для крупных энергетических систем, так как резкий прирост нагрузки, в том числе при аварийных сбоях в системе, можно быстро компенсировать включением резервных гидроагрегатов. Таким образом, гидроагрегаты оказались очень удобными для покрытия пиков нагрузки в системах, в которых работают как тепловые, так и гидравлические станции.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) страны.

## **1 Общие сведения**

### **1.1 Общие сведения о районе строительства**

Усть-Гынымская ГЭС расположена в Азиатской части России, на Дальнем Востоке, в Алданском районе, на реке Гыным (левый приток реки Учур, протекает в пределах Якутии).

Бассейн реки находится на юге Якутии. Первые 8 км Гыным течёт на запад; уклон реки на этом участке очень большой (около 75‰). В межгорной котловине между Алдано-Учурским хребтом на западе и гольцами Билибина на востоке река меняет направление на северное. В среднем течении река поворачивает на северо-восток. Русло реки горно-водопадное, изобилует труднопроходимыми порогами. В долине реки находятся обширные наледные поля. В нижнем течении уклон реки уменьшается до 6‰. Ширина русла в межень 30–40 м.

Питание реки в основном снеговое и дождевое. Восточносибирский тип водного режима с весенне-летним половодьем и высокой летне-осенней меженью. В весенне-летний период проходит до 90% годового стока воды.

В районе расположения гидроузла климат наблюдается континентальный, с холодной и длинной зимой и коротким, но тёплым летом. Длительность же безморозного периода в среднем за год составляет около 151 дня в году.

Территория района располагается в зоне рискованного земледелия. И осадков там выпадает втрое больше положенного.

Зима умеренно холодная, колебаниям температуры от месяца к месяцу наблюдаются небольшие. С декабря по февраль наблюдение оттепели исключено. Средняя температура по району в январе  $-35$  °С, июле  $+34,4$  °С. Среднегодовое количество осадков на равнинной территории района в среднем за год выпадает в пределах 1000 мм осадков, в горах же — свыше 1000 мм.

### **1.2 Гидрологические данные**

Длина реки 297 км, площадь бассейна 15,1 тыс. км<sup>2</sup> – 2-й по площади бассейна и длине приток Учюра после реки Гонам.

Кривая зависимости расходов от уровней воды реки Гыным в створе сооружений Усть-Гынымского ГУ представлена на рисунке 1.1. Кривая объёмов водохранилища проектируемой станции представлена на рисунке 1.2.

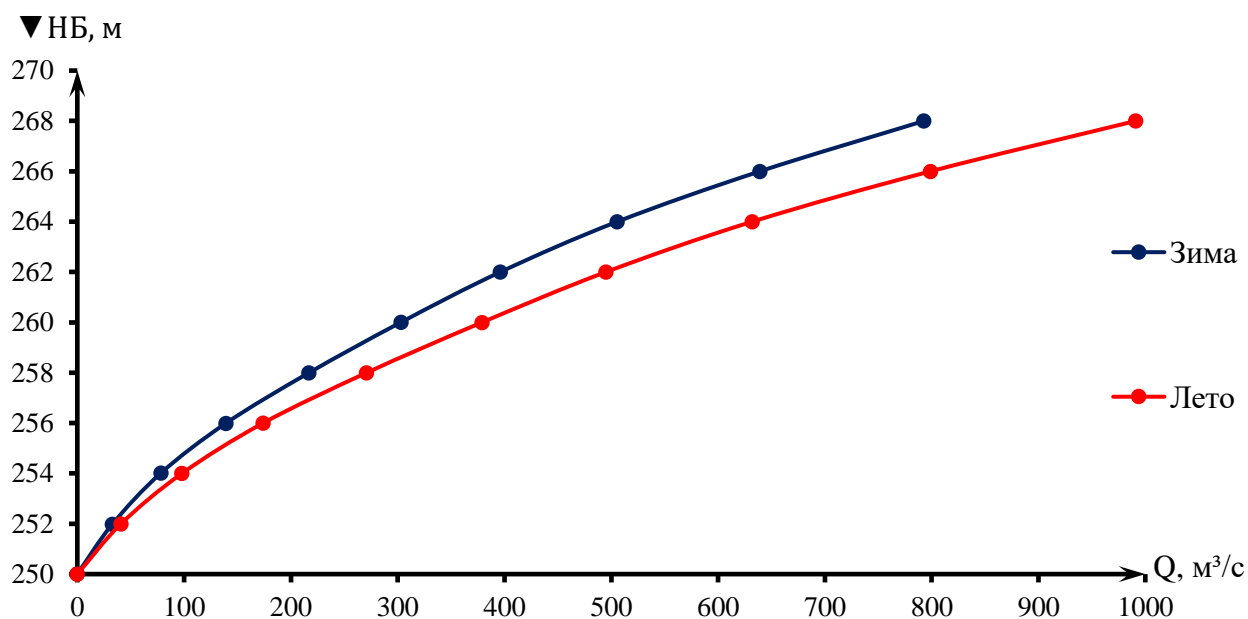


Рисунок 1.1 – Кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода

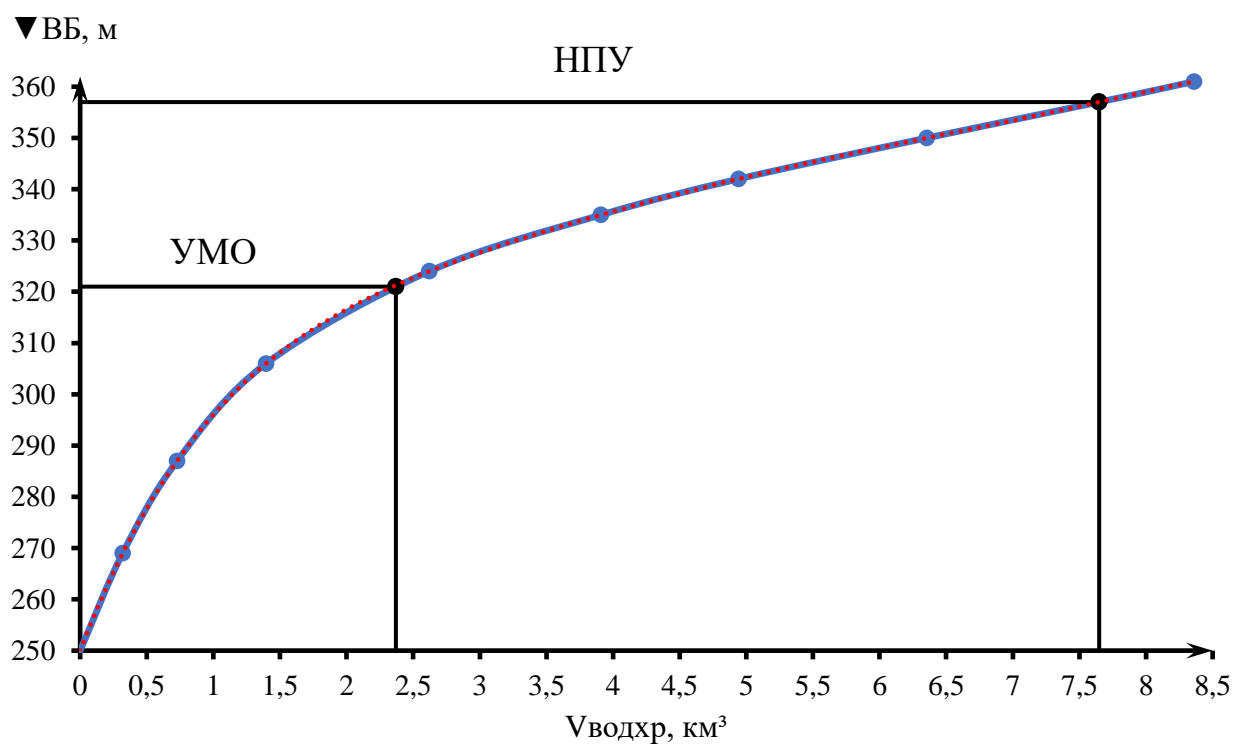


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости объёма стока от уровня воды

### 1.3 Топографические данные

Створ Усть-Гынымской ГЭС был выбран в южной части Республики Саха (Якутия). Этот выбор является самым оптимальным, поскольку в этом случае не будут затопляться ближайшие какие-либо производственные предприятия, а также Федеральная трасса М56 «Лена». В таблице 1.1 приведены основные параметры выбранного створа.

Таблица 1.1 – Основные параметры створа

Отметка дна, м	Отметка НПУ, м	Напор, м	Длина створа, м	Длина вдхр., км
250	357	107	919	71

#### 1.4 Инженерно-геологические условия

На рисунке 1.3 представлен исследуемый створ с отображением скально-магматического и метаморфического грунтов, залегающих в месте строительства. Грунт основания – долерит (диабаз).

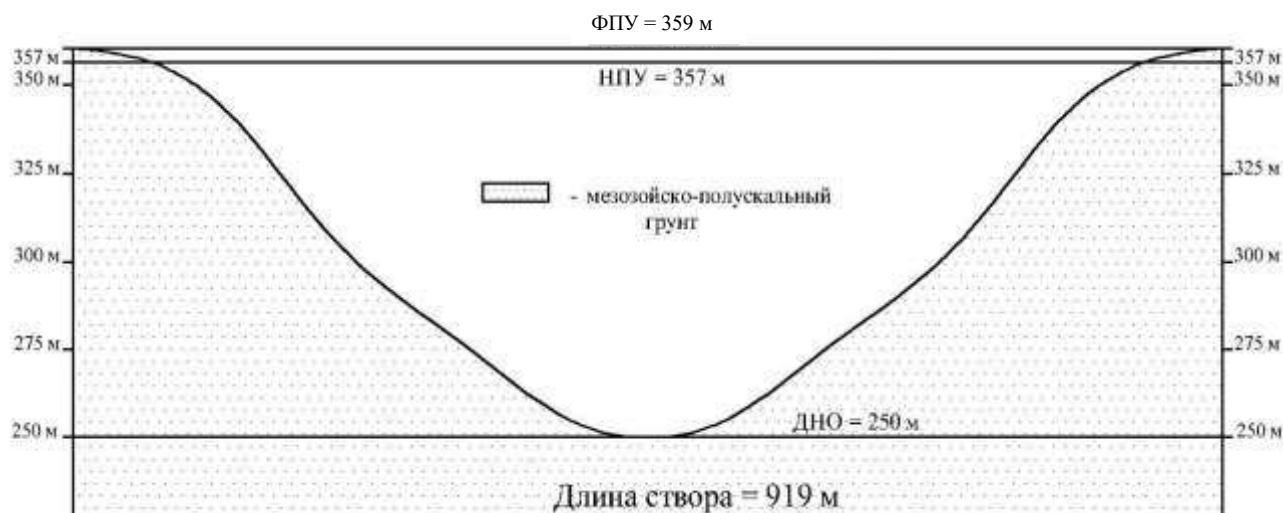


Рисунок 1.3 – Исследуемый створ

#### 1.5 Сейсмологические условия

В районе строительства Усть-Гынымской ГЭС согласно карте общего сейсмического районирования территории РФ (ОСР-97) сейсмичность составляет 6-7 баллов по шкале MSK-64.

#### 1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

На этапе проектирования станции в качестве аналогов были выбраны следующие станции:

- Саяно-Шушенская гидроэлектростанция;
- Усть-Илимская гидроэлектростанция.

### 2 Водно-энергетические расчеты

#### 2.1 Выбор расчётного средневодного года ( $P = 50\%$ )

К периоду половодья следует относить месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ( $Q_{пол} \geq Q_{ср.год}$ ). Тогда остальные месяцы

составляют маловодный период ( $Q_{\text{меж}} < Q_{\text{ср.год}}$ ). Гидрологический ряд и гидрограф реки Гыным представлен в Приложение А, Таблица А.1, Рисунок А.1

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

где  $P$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Производится вычисление средних расходов за год, период межени и период половодья. Производится ранжировка каждой последовательности в порядке убывания и с использованием формулы (2.1) вычисляя обеспеченности. Результаты расчета представлены в Приложение А, Таблицы А.1.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межени представлены также в Приложении А, Рисунок А1.

Для заданной расчетной обеспеченности на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1993 г. в соответствии с Приложением А, Рисунок А.1.

Производится вычисление коэффициентов приведения по межени и половодью.

$$Q_{\text{м}50\%\text{базовое}} = 37 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (1980 \text{ г.}); Q_{\text{м}1993} = 49 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}50\%\text{базовое}}}{Q_{\text{м}1993}} = \frac{37}{49} = 0,76$$

$$Q_{\text{п}50\%\text{базовое}} = 338 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (1976 \text{ г.}); Q_{\text{п}1993} = 323 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}50\%\text{базовое}}}{Q_{\text{п}1993}} = \frac{338}{323} = 1,04$$

Коэффициенты после корректировки:

$$K_{\text{м}} = 0,79 \text{ – понижающий коэффициент}$$

$$K_{\text{п}} = 1,04 \text{ – повышающий коэффициент}$$

На полученные коэффициенты умножаются среднемесячные расходы: для месяцев, относящихся к половодью на коэффициент приведения 1,04, для месяцев, относящихся к межени на 0,79. Расчеты сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расходы в расчетном средневодном году 1993 (P = 50%), м<sup>3</sup>/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.го</sub> д.
1993	31	32	36	37	271	420	456	285	184	117	49	42	163
с прив.	24	24	27	28	283	439	476	298	192	89	37	32	162
с корр.	25	25	28	29	283	439	476	298	192	93	39	33	163

## 2.2 Выбор расчётного маловодного года (P = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1979 г. в соответствии с Приложением А, Рисунок А.2. Производится вычисление коэффициентов приведения по межени и половодью. Расчеты сводятся в таблицу 2.2.

$$K_M = \frac{Q_{M \text{ базовое } 90\%}}{Q_{M 1979}} = \frac{28}{28} = 1,01$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II \text{ базовое } 90\%}}{Q_{II 1979}} = \frac{267}{270} = 0,99$$

Коэффициенты после корректировки:

$K_M = 1,08$  – повышающий коэффициент

$K_{II} = 0,99$  – понижающий коэффициент

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном маловодном году 1979 (P = 90%), м<sup>3</sup>/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.го</sub> д.
1979	14	15	16	23	418	400	184	178	169	67	38	23	129
с прив.	13	15	15	23	415	397	183	177	168	68	39	23	128
с корр.	13	15	15	23	415	397	183	177	168	72	41	25	129

Окончательно уточняются расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, производится проверка, показывающая, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года, представленные в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50%-Q90%	11	10	13	6	-132	42	294	121	24	20	-2	9
корр. 50 %	0	0	0	0	135	0	-135	0	0	-10	10	0
испр. 50%	25	25	28	29	418	439	341	298	182	83	49	33

В средневодном году наблюдаются расходы меньшие, чем в маловодном году в V и XI месяцах. Поэтому необходима дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это означает, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду.

Для межени недостающий расход наблюдается в XI месяце, поэтому производится добавление расхода из расхода X месяца, для половодья недостающий расход в V месяце, поэтому он добавляется из расхода VII месяца. Гидрографы средневодного и маловодного лет представлены на рисунке 2.1.

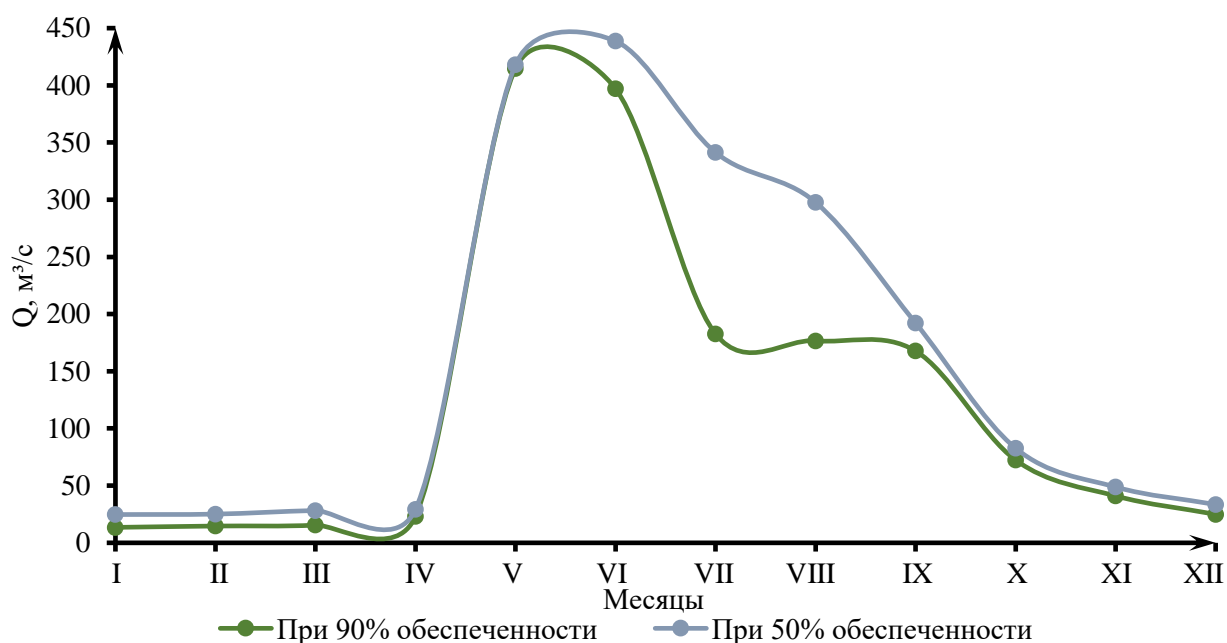


Рисунок 2.1 – Гидрографы средневодного и маловодного лет

### 2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Проектируемая Усть-Гынымская ГЭС, установленная мощность которой по предварительным расчётам составляет 170 МВт, находится в ОДУ Востока, мощность потребления которой равна более 11069 МВт, что вынуждает перейти в электроэнергетический комплекс Амурского РДУ, так как предполагаемая установленная мощность Усть-Гынымской ГЭС составляет менее 10% от мощности ОДУ.

При построении суточных графиков Амурского РДУ необходимы значение нагрузки за определенные часы. Для этого нужны значение нагрузки для ОДУ Востока. Данные берутся с сайта системного оператора. Мощности потребления ОДУ (МВт) в зимнее и летнее время приведены в Приложение А, Таблице А.3.

Для нахождения мощностей потребления Архангельского РДУ используются формулы 2.2 – 2.3.

$$k = \frac{ОДУ}{РДУ} = \frac{\mathcal{E}_{ОДУ}^{потр}}{\mathcal{E}_{РДУ}^{потр}} = \frac{40308 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}}{11272 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}} = 3,58 \quad (2.2)$$

$$P_{iРДУ} = \frac{P_{ОДУ}}{k} = \frac{5772}{3,58} = 1614 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

Полученные результаты сводятся в таблицу, приведенную в приложении А, Таблица А.4. По полученным результатам строится суточный график нагрузки, представленный на рисунке 2.2.

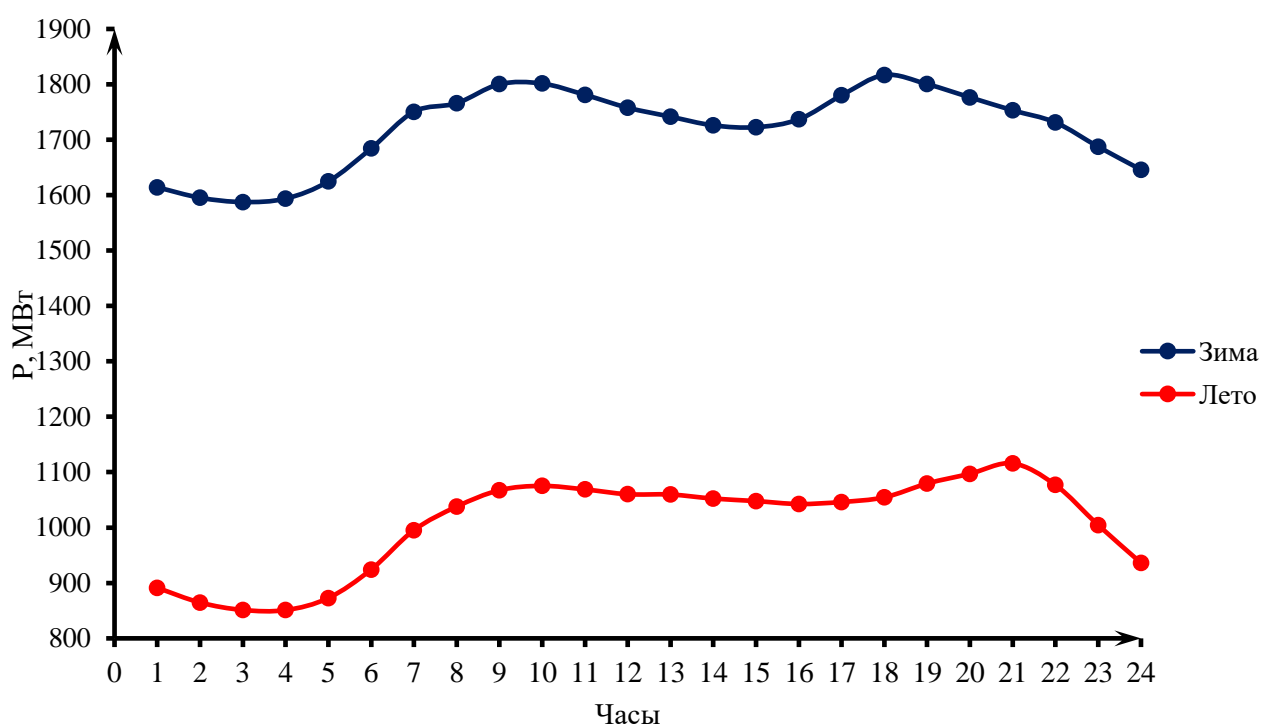


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки

## 2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha; \quad (2.4)$$

Где  $t$  – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль и т.д.);

$a$ ,  $b$  – коэффициенты, для определения которых используются формулы, приведенные ниже:



$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot 3,14/180^\circ; \quad (2.5)$$

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} + P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}; \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} - P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}. \quad (2.7)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$P_t^{\text{ср}} = a_{\text{ср}} + b_{\text{ср}} \cdot \cos \alpha; \quad (2.8)$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} + P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}; \quad (2.9)$$

$$b_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} - P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}. \quad (2.10)$$

Все расчеты сводятся в таблицу 2.4 и по данным таблицы 2.4 строится годовой график нагрузки, показанный на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 – Максимальные и средние нагрузки

t	$\alpha$	$\cos \alpha$	$P_{\text{max}}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт
1	0,2617	0,9660	1805	1708
2	0,7850	0,7074	1714	1616
3	1,3083	0,2595	1557	1456
4	1,8317	-0,2579	1376	1272
5	2,3550	-0,7063	1219	1112
6	2,8783	-0,9655	1128	1019
7	3,4017	-0,9664	1128	1019
8	3,9250	-0,7085	1218	1112
9	4,4483	-0,2610	1375	1272
10	4,9717	0,2564	1556	1456
11	5,4950	0,7051	1714	1616
12	6,0183	0,9651	1805	1708

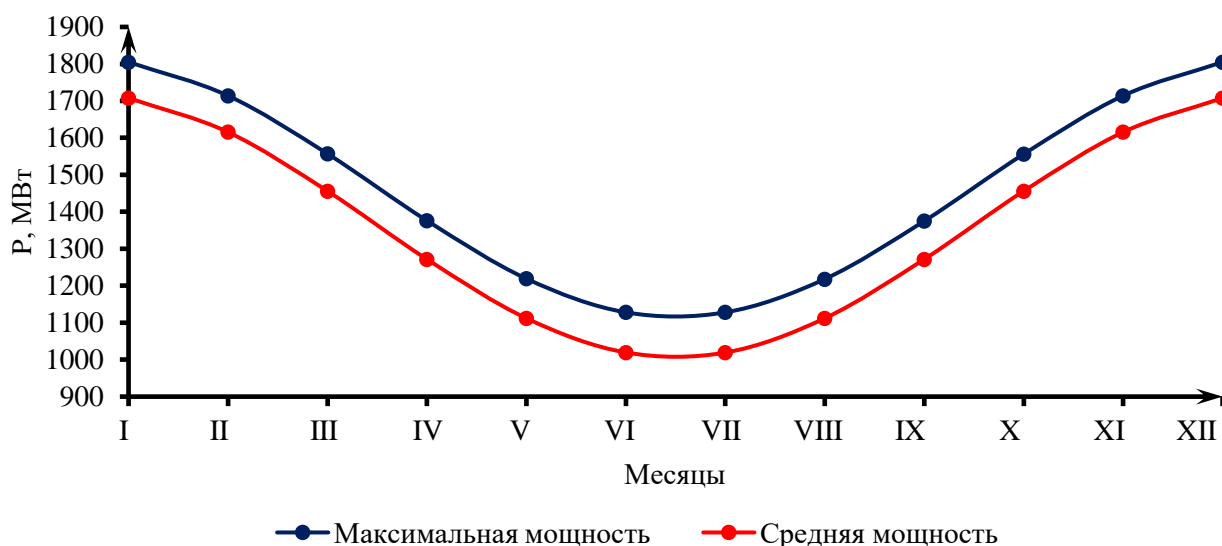


Рисунок 2.3 – Годовые графики нагрузки

## 2.5 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года. Бытовые мощности определяются при постоянном уровне верхнего бьефа, равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по следующей формуле:

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.11)$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{НБ}$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи  $Z_{НБ} = f(Q)$ ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях, для Усть-Гынымской ГЭС с напором 107 м., потери составят 0,4 м.

Бытовая мощность рассчитывается по следующей формуле:

$$N_{быт} = k_N \cdot Q_{пол}^{быт} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.12)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, принимаем  $k_N = 8,4$ ;

$Q_{пол}^{быт}$  – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.5

На следующем этапе производится расчет мощности гидроэлектростанции в режиме работы по требованиям водно-хозяйственного комплекса. Расчёт проводится аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.13)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, принимаем  $k_N = 8,4$ ;

$Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса;

$H_{\text{ГЭС}}$  – напор ГЭС.

Для построения баланса энергии, производится сравнение режима работы гидроэлектростанции по требованиям водно-хозяйственного комплекса и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность.

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 354 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

Все полученные значения сведены в таблицу 2.6

Сравнение этих режимов приведено в таблице 2.7. Среднесуточные выработки и мощности представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при уровне ВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол}}^{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	13	15	15	23	415	397	183	177	168	72	41	25
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	250,88	250,96	251,01	251,46	260,64	260,33	256,19	256,05	255,85	253,79	252,40	251,55
$N_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	105,72	105,64	105,59	105,14	95,96	96,27	100,41	100,55	100,75	102,81	104,20	105,05
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	12	13	14	21	334	321	154	149	142	63	36	22

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44	254,44
$N_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16	102,16
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	12	13	14	21	334	321	154	149	142	63	36	22
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-65	-64	-63	-57	257	244	77	72	65	-15	-41	-55
$\Sigma N, \text{МВт}$	354											

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч}$	5,381	5,157	4,932	4,036	3,811	3,587	3,587	3,811	4,036	4,932	5,157	5,381
$N_{\text{ср.сут}}, \text{МВт}$	224	215	206	168	159	149	149	159	168	206	215	224

Полученные данные используются для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения водно-энергетического расчета.

## 2.6 Баланс энергии

Баланс энергии строится исходя из данных, приведенных в таблице 2.9. На рисунке 2.4 представлен баланс энергии, на котором излишки бытовой мощности распределяются таким образом, чтобы обеспечивать максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сглаживать среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчет гарантированной энергоотдачи, распределяется избыток на зимние месяцы таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности. Гарантированная мощность – средняя мощность зимних месяцев, которую может обеспечить ГЭС в условиях маловодного года за счёт перераспределения стока.

Таблица 2.9 – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяцы	$P_{ср}$ , МВт	$1/3N_{сущ.ГЭС}$ , МВт	$N_{быт.}$ , МВт	$N_{ВХК}$ , МВт
I	1708	224	12	77
II	1616	215	13	77
III	1456	205	14	77
IV	1272	168	21	77
V	1112	159	334	77
VI	1019	149	321	77
VII	1019	149	154	77
VIII	1112	159	149	77
IX	1272	168	142	77
X	1456	205	63	77
XI	1616	215	36	77
XII	1708	224	22	77

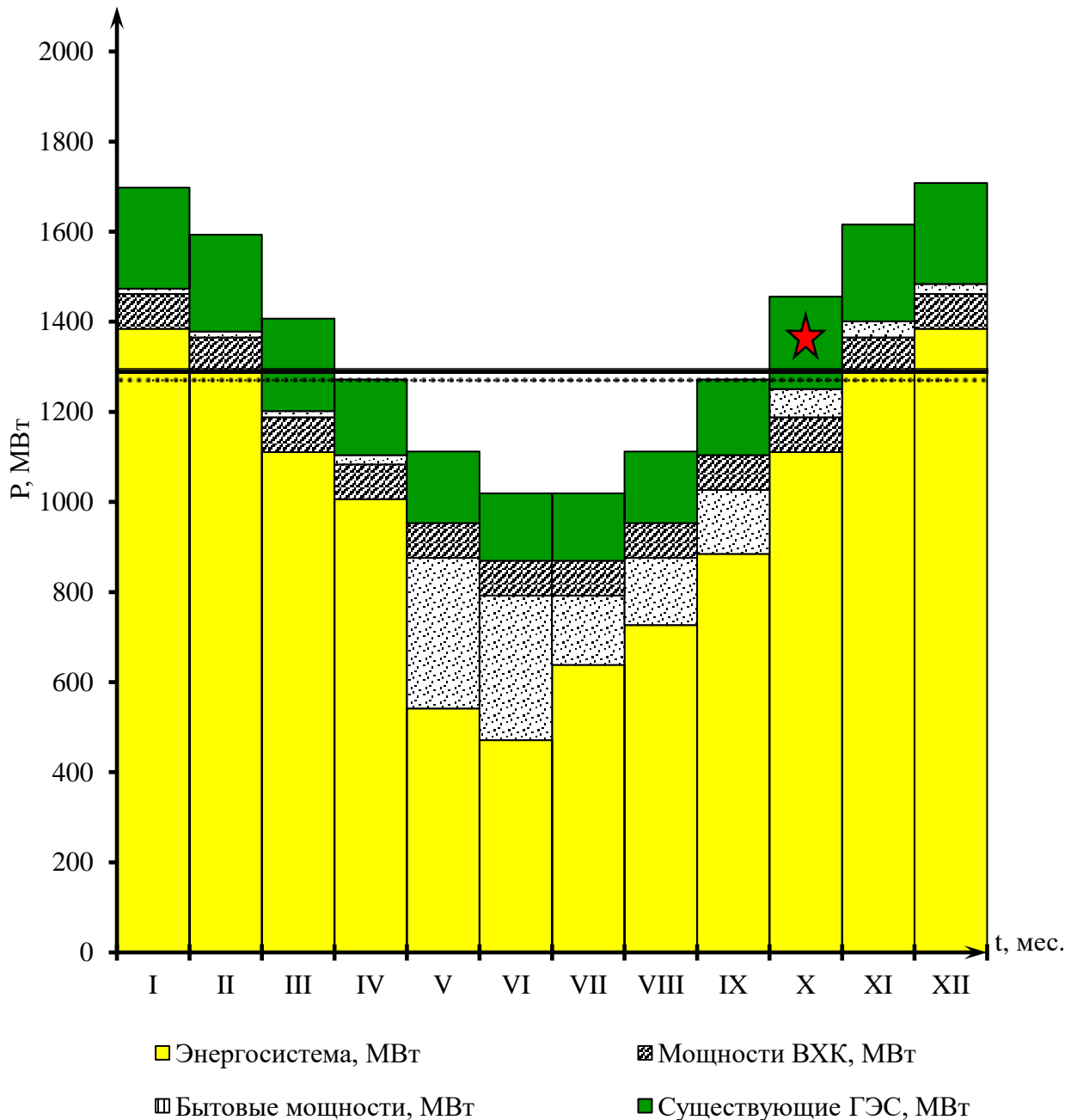


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

За месяц сработки принимается месяц (X), когда бытового стока недостаточно, чтобы покрыть требования водохозяйственного комплекса. Из рисунка 2.4 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а остальные месяцы, ГЭС работает по требованиям ВХК.

В таблице 2.10 представлено распределение мощности в течение года.

Таблица 2.10 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	194	111	ВХК								111	194

## 2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Водно-энергетический расчет выполняется, чтобы определить период и глубину сработки водохранилища в расчетном маловодном году.

Прежде чем начать срабатывать водохранилище стоит понять, к какому режиму регулирования оно относится. Для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока, по следующей формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн.}}}{W_{\text{среднегодовое}}}, \quad (2.15)$$

где  $V_{\text{полезн.}}$  – полезный объем водохранилища;  
 $W_{\text{среднегодовое}}$  – среднегодовой сток.

$$W_{\text{среднегодовое}} = \frac{162 \cdot 31536000}{10^9} = 5,1;$$

$$V_{\text{полезн.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}}. \quad (2.16)$$

Для расчета полезного объема используют полиномом. За отметку УМО берется значение на уровне 2/3 от напора водохранилища. Для удобства расчета, данные сводятся в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Расчет полезного объема водохранилища

НПУ, м	УМО, м	$V_{\text{НПУ}}, \text{ км}^3$	$V_{\text{УМО}}, \text{ км}^3$
357	321	7,65	2,37

$$V_{\text{полезн.}} = 7,65 - 2,37 = 5,28 \text{ км}^3;$$

$$\beta = \frac{5,28}{5,1} = 1,03.$$

Исходя из полученных данных предполагается, что водохранилище многолетнего регулирования. В дальнейшем расчеты будут проводиться для годичного, как частный случай многолетнего регулирования.

Для удобства расчета данные сводятся в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Сработка-наполнение водохранилища по первому варианту гарантированной мощности

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объемы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Н, м	N, МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>быгг</sub>	Потери на				Q <sub>пол.быгг</sub>	Q <sub>выхр.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>х.сбр.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач.</sub>	ΔV	V <sub>кон.</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>			
		Q <sub>шл.</sub>	Q <sub>ф.</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>л.</sub>										Z <sub>нач. ВББ</sub>	Z <sub>кон. ВББ</sub>	Z <sub>ср. ВББ</sub>				
Сработка-наполнение водохранилища по первому варианту гарантированной мощности																					
X	72	0	1	1	1	69	19	90	88	0	90	7,65	0,05	7,60	357,00	356,73	356,87	254,43	102,03	76	ВХК
XI	41	0	1	0	1	38	119	90	157	0	158	7,60	0,31	7,29	356,73	355,01	355,87	256,52	98,95	131	131
XII	25	0	1	0	3	20	252	90	272	0	274	7,29	0,65	6,64	355,01	351,50	353,26	259,33	93,53	214	214
I	14	0	1	0	3	9	276	90	285	0	286	6,64	0,72	5,92	351,50	347,69	349,60	259,62	89,58	214	214
II	15	0	1	0	2	11	164	90	175	0	176	5,92	0,43	5,50	347,69	345,33	346,51	256,99	89,12	131	131
III	16	0	1	0	1	13	76	90	89	0	90	5,50	0,20	5,30	345,33	344,18	344,76	254,45	89,90	67	ВХК
IV	23	0	1	0	1	21	68	90	89	0	90	5,30	0,18	5,13	344,18	343,13	343,66	254,44	88,81	66	ВХК
V	415	0	1	4	-7	403	-314	90	89	0	90	5,13	-0,81	5,94	343,13	347,78	345,45	253,77	91,29	68	ВХК
VI	397	0	1	4	-6	386	-297	90	89	0	90	5,94	-0,77	6,71	347,78	351,87	349,83	253,78	95,65	71	ВХК
VII	183	0	1	2	0	179	-90	90	89	0	90	6,71	-0,23	6,94	351,87	353,11	352,49	253,78	98,31	74	ВХК
VIII	177	0	1	2	0	174	-85	90	89	0	90	6,94	-0,22	7,16	353,11	354,30	353,71	253,77	99,54	74	ВХК
IX	168	0	1	2	0	165	-76	90	89	0	90	7,16	-0,20	7,36	354,30	355,38	354,84	253,77	100,67	75	ВХК

После первой итерации не выполняется равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода – конечная отметка в IX месяце ниже НПУ. Необходимо уменьшить гарантированную энергоотдачу, подняв линию гарантированной мощности. Конечный результат приведён в таблице 2.13.



Таблица 2.13 – Сработка-наполнение водохранилища по окончательному варианту гарантированной мощности

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объемы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Н, м	N, МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>быгг</sub>	Потери на				Q <sub>пол.быгг</sub>	Q <sub>вдхр.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>х.сбр.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач.</sub>	ΔV	V <sub>кон.</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>			
		Q <sub>шл.</sub>	Q <sub>ф.</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>л.</sub>										Z <sub>нач. ВББ</sub>	Z <sub>кон. ВББ</sub>	Z <sub>ср. ВББ</sub>				
Сработка-наполнение водохранилища по окончательному варианту гарантированной мощности																					
X	72	0	1	1	1	69	19	90	88	0	90	7,65	0,05	7,60	357,00	356,73	356,86	254,44	102,03	76	ВХК
XI	41	0	1	0	1	38	95	90	133	0	134	7,60	0,24	7,36	356,73	355,36	356,04	255,84	99,80	111	111
XII	25	0	1	0	3	20	224	90	244	0	246	7,36	0,58	6,77	355,36	352,22	353,79	258,68	94,71	194	194
I	14	0	1	0	3	9	244	90	253	0	254	6,77	0,63	6,14	352,22	348,87	350,54	258,88	91,26	194	194
II	15	0	1	0	2	11	134	90	145	0	146	6,14	0,35	5,80	348,87	346,99	347,93	256,20	91,33	111	111
III	16	0	1	0	1	13	76	90	89	0	90	5,80	0,20	5,60	346,99	345,89	346,44	254,46	91,58	69	ВХК
IV	23	0	1	0	1	21	69	90	89	0	90	5,60	0,18	5,42	345,89	344,87	345,38	254,46	90,52	68	ВХК
V	415	0	1	4	-7	403	-314	90	89	0	90	5,42	-0,81	6,23	344,87	349,35	347,11	253,78	92,92	70	ВХК
VI	397	0	1	4	-6	386	-297	90	89	0	90	6,23	-0,77	7,00	349,35	353,43	351,39	253,78	97,21	73	ВХК
VII	183	0	1	2	0	179	-90	90	89	0	90	7,00	-0,23	7,23	353,43	354,69	354,06	253,79	99,88	75	ВХК
VIII	177	0	1	2	0	174	-84	90	89	0	90	7,23	-0,22	7,45	354,69	355,90	355,30	253,79	101,11	76	ВХК
IX	168	0	1	2	0	165	-76	90	89	0	90	7,45	-0,20	7,65	355,90	357,00	356,45	253,78	102,27	77	ВХК

При сработке водохранилища важно получить равенство начальных и конечных отметок верхнего бьефа в X и XI месяцах сработки водохранилища соответственно. Помимо равенства отметок важно добиться равенства объемов в X и XI месяцах сработки водохранилища соответственно. Холостые сбросы водохранилища принимаются равными 0, так как расчет проводится для маловодного года (90% обеспеченность), в котором холостые сбросы не требуются.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок, представленного в таблице 2.13.

Результаты ВЭР по условию маловодного года:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 194 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 111 \text{ МВт}$$

$$\text{УМО} = 344,87 \text{ м}$$

По данным расчетам был построен график сработки и наполнения водохранилища в маловодном году, представленный на рисунке 2.5.

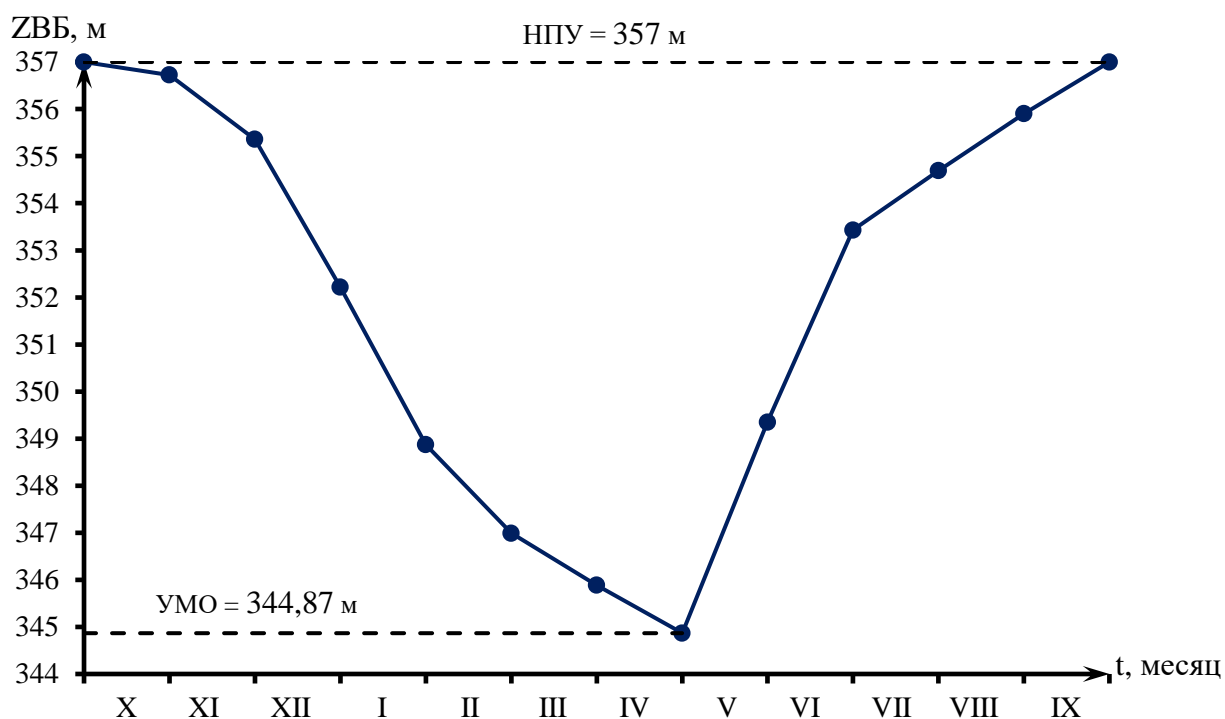


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

## 2.8 Определение рабочих мощностей ГЭС

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

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечивать санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности ГЭС обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.17)$$

Расчет базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H, \quad (2.18)$$

где  $Q_{\text{с.п.}}$  – расход санитарного пропуска;

$H$  – напор в данном месяце;

$k_N$  – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.19)$$

В состав Амурского РДУ входит Зейская ГЭС с суточной гарантированной выработкой энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 4,484 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

Определяется суточная выработка по январю, доводя к выше приведенной выработке 20%, взятых от нее же:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 5,381 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар.июнь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 3,587 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда мощность среднесуточная:

$$\bar{N}_{\text{ср.сут.}} = \frac{4,484}{24} \cdot 1000 = 187 \text{ МВт}$$

Среднесуточная мощность зимой (на 20% больше): 224 МВт

Среднесуточная мощность летом (на 20% меньше): 149 МВт

Используя ИКН, построенную на рисунке 2.6 и 2.7, определяется зона работы Зейской ГЭС в суточном графике за январь и июнь.

Далее вписывается проектируемая ГЭС в свободную зону пика либо полупика, а также в базу графика нагрузки.

Для этого необходимо при  $Q_{с.п.} = 45 \text{ м}^3/\text{с}$ , вычислить:

$$N_{\text{баз.}} = \frac{8,4 \cdot 45 \cdot 91,26}{1000} = 34 \text{ МВт},$$

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = \frac{34 \cdot 24}{1000} = 0,816 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Вписываются полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полупика необходимо:

$$N_{\text{гар.}} = 194 \text{ МВт, следовательно}$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = \frac{194 \cdot 24}{1000} = 4,656 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.20)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} = 4,656 - 0,816 = 3,84 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.21)$$

Поскольку пиковая зона на графике нагрузки плотно занята существующей ГЭС, то проектируемая ГЭС размещается в полупиковой части, забирая себе остатки свободных полупиковых мощностей. Это связано с тем, что было принято решение разделить треугольник существующей ГЭС на 2 треугольника, расположив их в пиковой и базовой зоне.

$$N_{\text{пик.}} = 190 \text{ МВт},$$

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

$$N_{\text{раб.}} = 34 + 190 = 224 \text{ МВт}.$$

Для определения рабочих мощностей проектируемой ГЭС, данные расчета сводятся в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	$N_{\text{баз.}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$ , млн. кВт · ч	$N_{\text{гар.}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$ , млн. кВт · ч	$N_{\text{пик.}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$ , млн. кВт · ч	$N_{\text{раб.}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{раб.}}$ , млн. кВт · ч
I	34	0,816	194	4,656	190	3,840	224	5,376
II	35	0,840	111	2,664	108	1,824	143	3,432
III	35	0,840	69	1,656	54	0,816	89	2,136
IV	34	0,816	68	1,632	51	0,816	85	2,04
V	35	0,840	70	1,68	47	0,840	82	1,968

Окончание таблицы 2.14 – Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	$N_{\text{баз.}}$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$ млн. кВт · ч	$N_{\text{гар.}}$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$ млн. кВт · ч	$N_{\text{пик.}}$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$ млн. кВт · ч	$N_{\text{раб.}}$ МВт	$\mathcal{E}_{\text{раб.}}$ млн. кВт · ч
VI	37	0,888	73	1,752	44	0,864	81	1,944
VII	38	0,912	75	1,8	43	0,888	81	1,944
VIII	38	0,912	76	1,824	46	0,912	84	2,016
IX	39	0,936	77	1,848	46	0,912	85	2,04
X	39	0,936	76	1,824	49	0,888	88	2,112
XI	38	0,912	111	2,664	105	1,752	143	3,432
XII	36	0,864	194	4,656	188	3,792	224	5,376

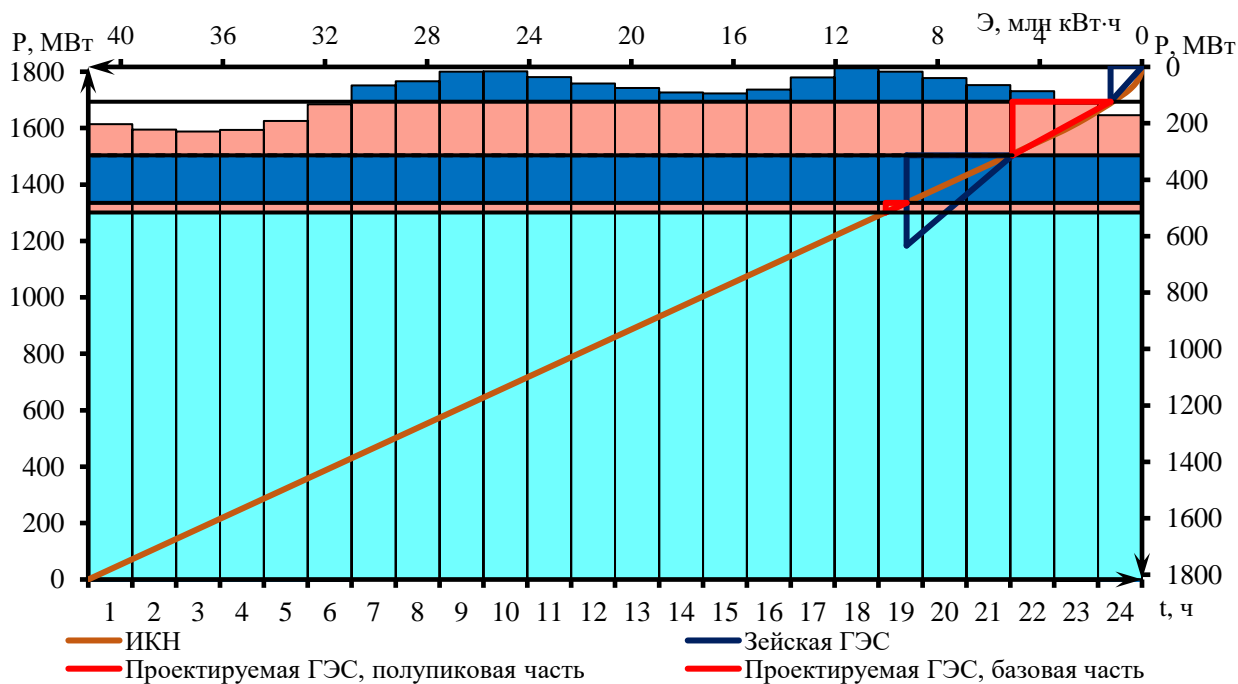


Рисунок 2.6 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь)

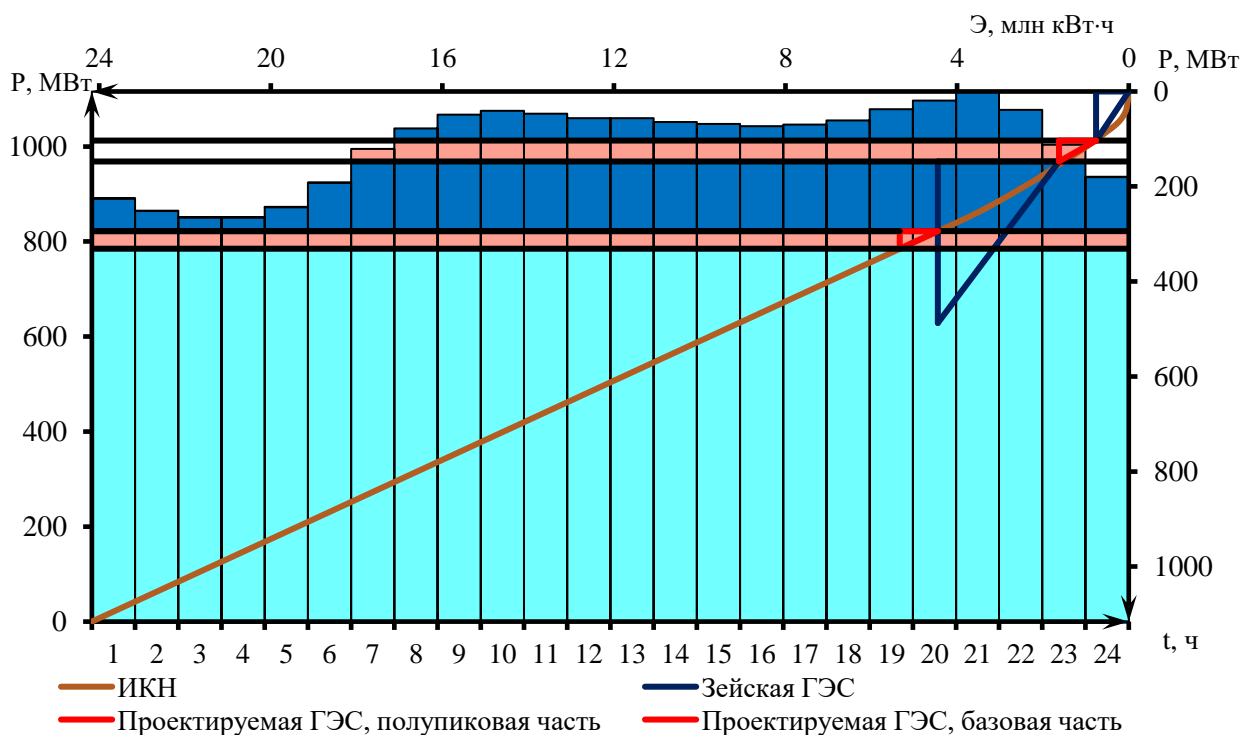


Рисунок 2.7 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (июнь)

Практика проектирования показывает, что нецелесообразно чрезмерно увеличивать рабочую мощность относительно гарантированной.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС (январь-декабрь) не должна превышать гарантированную более чем в два раза, чтобы обеспечить экономичный коэффициент использования мощности.

## 2.9 Определение установленной мощности ГЭС. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв системы равен 2% от  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 10% от  $P_t^{max}$ .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемых ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчета представлены в таблице 2.15. На рисунке 2.8 представлен баланс мощностей.

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.}}^{\text{сущ.}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{292}{6} = 45 \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.}} = \frac{N_{\text{раб.}}^{\text{проект.}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{224}{6} = 37 \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.23)$$

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

$$F_{\text{рем.}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес.} = \frac{1289}{6} = 215 \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.24)$$

Таблица 2.15 – Расчет мощностей существующих станций, резервов и ремонтов

t	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P <sub>max</sub>	P <sub>авар.</sub>	P <sub>нагр.</sub>	N <sub>раб.</sub>	N <sub>нагр.</sub>	N <sub>рем.</sub>	N <sub>раб.</sub>	N <sub>нагр.</sub>	N <sub>рем.</sub>	N <sub>раб.</sub>	N <sub>нагр.</sub>	N <sub>авар.</sub>	N <sub>рем.</sub>
I	1805	181	36	292	20		224	16		1289	0	129	
II	1714	171	34	282	23		143	11		1289	0	129	
III	1557	156	31	276	23		89	8		1192	0	119	
IV	1376	138	28	233	21		85	7		1058	0	106	
V	1219	122	24	270	18		82	6		867	0	87	54
VI	1128	113	23	250	17		81	6		797	0	80	54
VII	1128	113	23	250	17		81	6		797	0	80	54
VIII	1218	122	24	269	18		84	6		865	0	87	54
IX	1375	138	28	288	22		85	6		1002	0	100	
X	1556	156	31	276	24	45	88	7	37	1192	0	119	
XI	1714	171	34	282	23		143	11		1289	0	129	
XII	1805	181	36	292	20		224	16		1289	0	129	

После расчета резервов и построения баланса мощностей определяется установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб.}} + N_{\text{нагр.}} = 224 + 16 = 240 \text{ МВт} \quad (2.25)$$

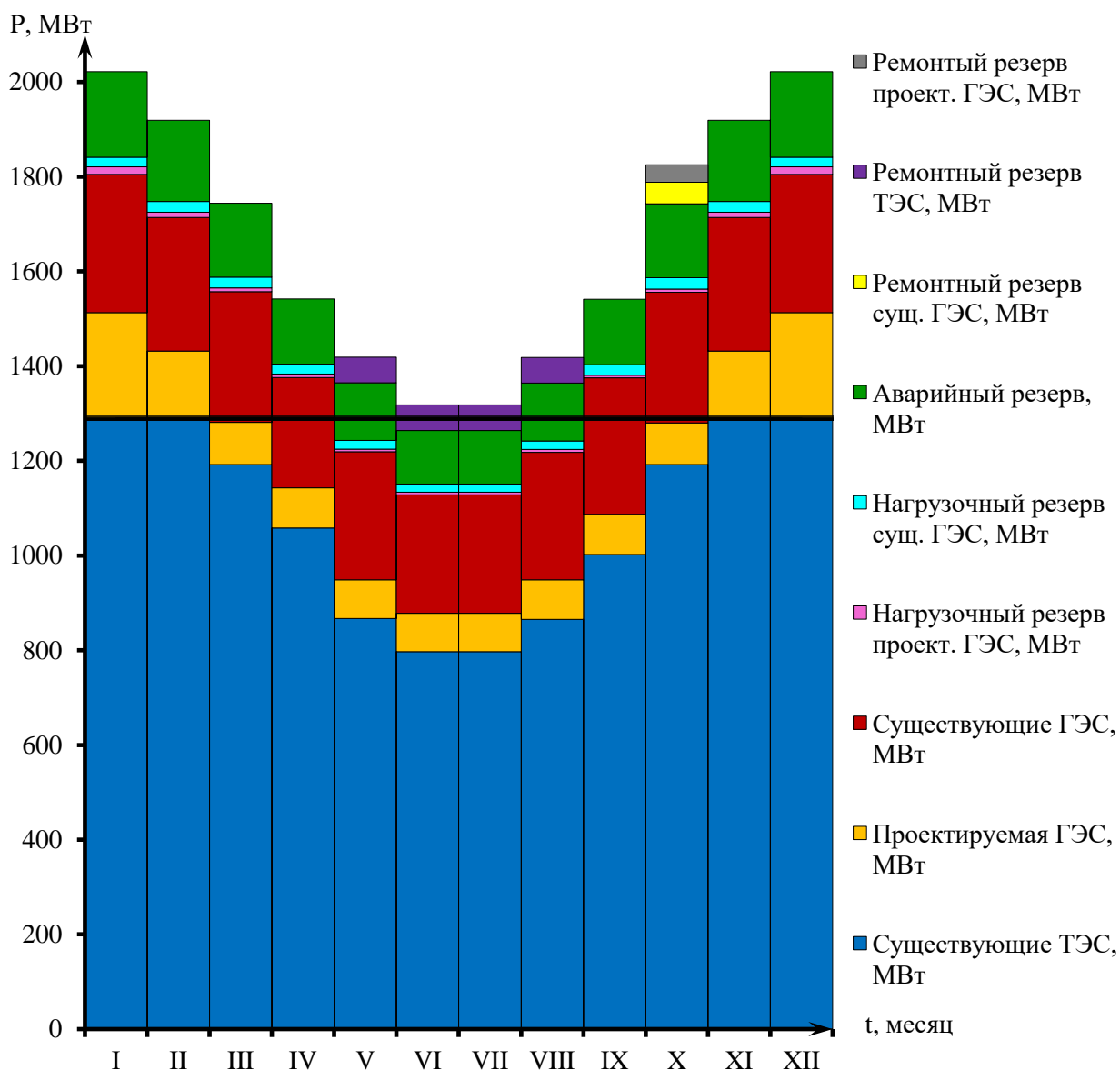


Рисунок 2.8 – Баланс мощностей

### 2.10 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию средневодного года

Водно-энергетический расчёт проводят с целью получения среднесуточной выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчётных маловодных условиях.

С учетом данного условия, наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров гидроэлектростанции и, как следствие, выработки электроэнергии.



По приведенным расчетам, представленным в таблице 2.16 строятся графики сработки и наполнения водохранилища проектируемой гидроэлектростанции в средневодном и маловодном годах, показанные на рисунке 2.9.

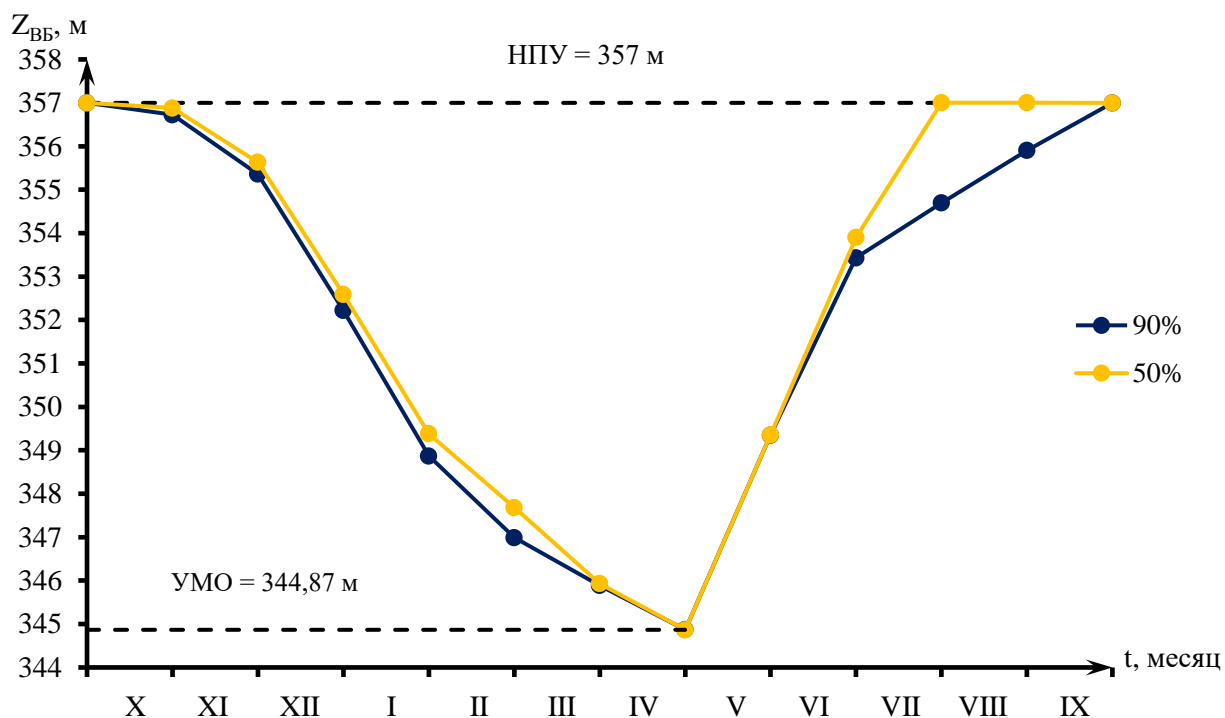


Рисунок 2.9 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

Таблица 2.16 – Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности году

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объемы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				N, МВт	N <sub>гар</sub> , МВт	Э <sub>сут.</sub> , млн. кВт .ч
	Q <sub>быг</sub>	Потери на				Q <sub>пол.быг</sub>	Q <sub>вдхр.</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>х.сбр.</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач.</sub>	ΔV	V <sub>кон.</sub>	Верхнего бьефа			Z <sub>НБ</sub>			
		Q <sub>шл.</sub>	Q <sub>ф.</sub>	Q <sub>исп.</sub>	Q <sub>л.</sub>										Z <sub>ББ</sub> <sup>нач.</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>кон.</sup>	Z <sub>ББ</sub> <sup>сп.</sup>				
X	83	0	1	1	1	80	9	90	89	0	90	7,65	0,02	7,63	357,00	356,88	356,94	254,40	76	ВХК	56,547
XI	49	0	1	0	1	46	86	90	132	0	133	7,63	0,22	7,40	356,88	355,63	356,25	255,79	111	111	79,837
XII	34	0	1	0	5	27	216	90	243	0	244	7,40	0,56	6,84	355,63	352,59	354,11	258,65	194	194	139,577
I	25	0	1	0	5	18	234	90	252	0	253	6,84	0,61	6,24	352,59	349,38	350,98	258,87	194	194	139,712
II	25	0	1	0	2	22	122	90	144	0	145	6,24	0,32	5,92	349,38	347,68	348,53	256,13	111	111	79,882
III	28	0	1	0	1	26	122	90	148	0	149	5,92	0,32	5,61	347,68	345,93	346,81	256,24	112	ВХК	80,506
IV	29	0	1	0	1	27	72	90	99	0	100	5,61	0,19	5,42	345,93	344,87	345,40	254,75	75	ВХК	53,883
V	418	0	1	4	-10	403	-314	90	89	0	90	5,42	-0,81	6,23	344,87	349,35	347,11	253,73	69	ВХК	49,953
VI	439	0	1	4	-7	426	-330	90	96	0	98	6,23	-0,86	7,09	349,35	353,90	351,62	253,96	79	ВХК	56,604
VII	341	0	1	3	0	337	-217	90	120	0	121	7,09	-0,56	7,65	353,90	357,00	355,45	254,65	101	ВХК	72,925
VIII	298	0	1	3	0	293	0	90	293	0	295	7,65	0,00	7,65	357,00	357,00	357,00	258,45	242	ВХК	174,186
IX	192	0	1	2	0	189	0	90	189	0	190	7,65	0,00	7,65	357,00	357,00	357,00	256,33	159	ВХК	114,611
																			ΣЭ <sub>ср.мн</sub>		1098,22

По данным расчёта считается среднемноголетняя выработка:

$$\Sigma \mathcal{E}_{\text{ср.много.}} = \sum_{i=1}^{12} N_i \cdot \frac{t_{\text{часов в месяц}}}{1000}; \quad (2.26)$$

Таким образом среднемноголетняя выработка Усть-Гынымской ГЭС составила  $\Sigma \mathcal{E}_{\text{ср.много.}} = 1,098$  млрд. кВт · ч.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования производится с построения режимного поля или напорных характеристик гидроэлектростанции. Определяется область допустимой работы проектируемой гидроэлектростанции, тогда для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Для построения режимного поля данные предоставляются в таблице 3.1. На построенном режимном поле, представленном на рисунке 3.1, определяются минимальный и максимальный напоры, которые обуславливают типы и модификации турбин, пригодные для установки на проектируемой ГЭС.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней границей режимного поля – напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Слева наносится ограничение по минимальному расходу  $Q_{\text{min}}$  – санитарный попуск, справа – ограничение по турбине и генератору.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по Qсп	
$Q_{\text{нб}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}^{\text{зима}}, \text{м}^3 / \text{с}$	$Z_{\text{нб}}^{\text{лето}}, \text{м}^3 / \text{с}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{Звб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3 / \text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3 / \text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3 / \text{с}$
0	250,01	250,01	106,59	94,46	100,13	89,89	318	89,89	318	100	45
200	257,59	256,57	99,01	86,88	92,55	91,45	312	88,69	316	80	45
400	262,08	260,38	94,52	82,39	88,06	93,01	307	87,49	314		
600	265,44	263,57	91,16	79,03	84,70	94,57	302	86,29	312		
800	268,06	266,01	88,54	76,41	82,08	96,13	297	85,09	309		
900	267,83	267,13	88,77	76,64	82,31	96,82	295	84,41	308		

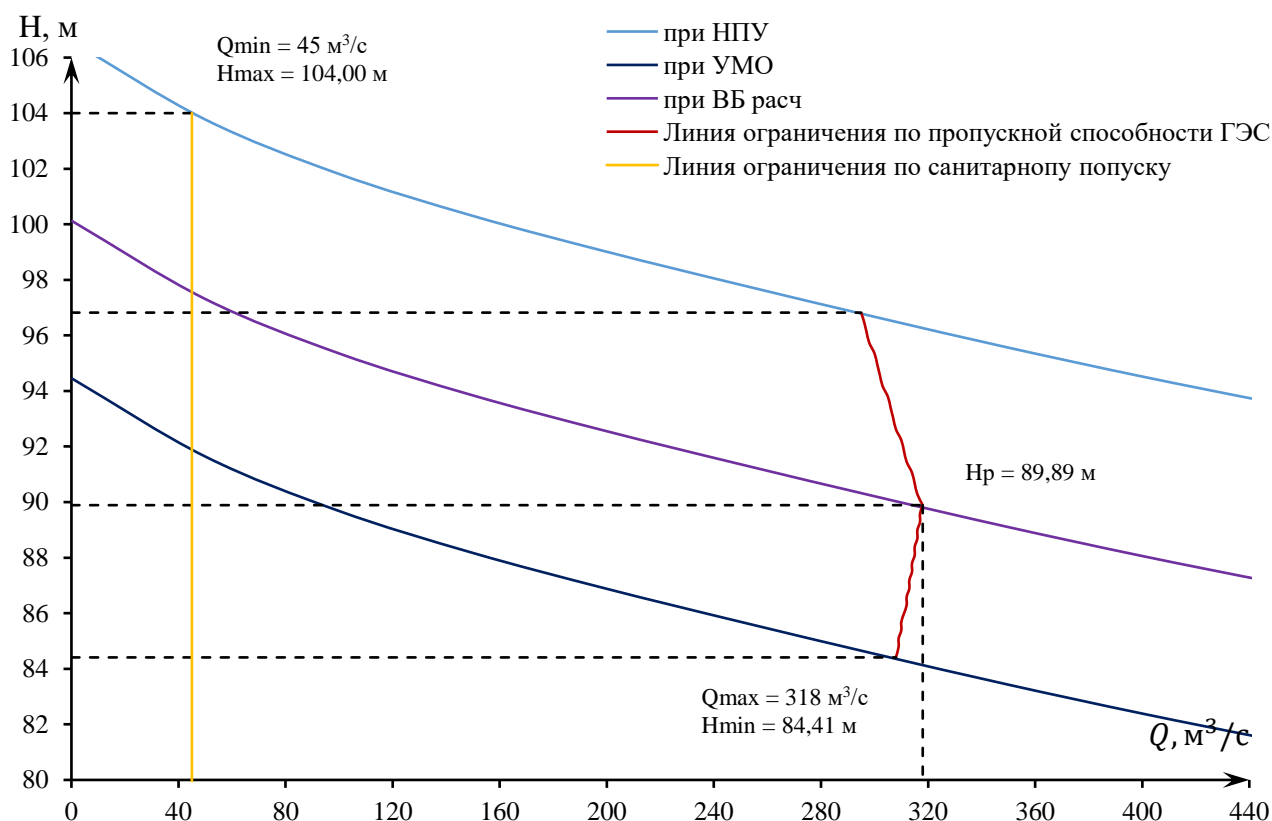


Рисунок 3.1 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

По построенному режимному полю принимаются следующие параметры:

- Максимальный напор  $H_{\max} = 104,00 \text{ м}$ ;
- Расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 89,89 \text{ м}$ ;
- Минимальный напор  $H_{\min} = 84,41 \text{ м}$ ;
- Минимальный расход  $Q_{\min} = 45 \text{ м}^3/\text{с}$ .

## 3.2 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

### 3.2.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием главной универсальной характеристики состоит в том, что для каждого рассматриваемого типа турбин подобраны такие варианты диаметра  $D_1$  рабочего колеса и синхронной частоты вращения  $n_{\text{синх}}$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подобраны все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1. Значение максимального напора не должно превышать значение предельного напора турбины;
2. Отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max(\text{турбины})}}$  должно быть не меньше фиксированного значения, указанного в параметрах турбины.

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max(\text{турбины})}} = \frac{84,41}{115,00} = 0,734.$$

Из каталога были выбраны турбины РО115–В, ПЛД115–В45°. Основные параметры выбранных модельных турбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры выбранных модельных турбин

Параметр		РО115-В	ПЛД115-В45°
Предельный напор	$H_{\text{пред}}$	115	115
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	75	83
КПД модели в точке оптимума	$\eta_{\text{мо}}$	0,927	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1080	1200
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\max})$	0,15	-
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,5156	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4
Температура	$t, ^\circ\text{C}$	2	9

### 3.2.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

На главных универсальных характеристиках турбин отмечены расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

- $Q'_{1\text{р}} = 1,080 \text{ м}^3/\text{с}$  для РО115 – В;
- $Q'_{1\text{р}} = 1,200 \text{ м}^3/\text{с}$  для ПЛД115 – В45°.

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{р}}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}} \quad (3.1)$$

где  $Q'_{1\text{р}}$  – приведённый расход в расчётной точке;  
 $\eta_{\text{т}}$  – КПД натурной турбины;  
 $\eta_{\text{г}}$  – КПД генератора, принимаем  $\eta_{\text{г}} = 0,975$ .

$$N_a = 9,81 \cdot 1,08 \cdot 3,15^2 \cdot \sqrt{89,89} \cdot 0,9201 \cdot 0,975 = 894 \text{ кВт.}$$

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;  $\nu_H$  при средней температуре воды в году  $10^\circ\text{C}$  составляет  $1,3039 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

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

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - 0,892) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,5156}{3,15}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{89,89}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3 \cdot 10^6}{1,67 \cdot 10^6}} \right) = \\ &= 0,9201 \end{aligned}$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{\text{ср}}, \quad (3.3)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G^{\text{ср}}$  – средний КПД генератора (принимается 0,975).

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,08 \cdot 3,15^2 \cdot 89,89^{1,5} \cdot 0,9201 \cdot 0,975 = 80375 \text{ кВт.}$$

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.4)$$

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

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{240000}{80375} = 2,99$$

Определена точная мощность агрегата:

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{240000}{3} = 80000 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Число агрегатов округляется в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

Поправка КПД:

$$m = \frac{\eta_n}{\eta_m} = \frac{0,9201}{0,892} = 1,032 \quad (3.6)$$

Расчетная синхронная частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n'_c = \frac{n'_{I_p} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.7)$$

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

$$n'_c = \frac{75 \cdot \sqrt{1,032 \cdot 89,89}}{3,15} = 229,32 \text{ об/мин}$$

Для каждого выбранного диаметра нанесены линии приведенных максимальных, расчётных и минимальных частот вращения:

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{min}}}} = \frac{230,8 \cdot 3,15}{\sqrt{1,032 \cdot 84,41}} = 77,9 \text{ об/мин} \quad (3.8)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_p}} = \frac{230,8 \cdot 3,15}{\sqrt{1,032 \cdot 89,89}} = 75,5 \text{ об/мин} \quad (3.9)$$

$$n'_{I_{\text{min}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{max}}}} = \frac{230,8 \cdot 3,15}{\sqrt{1,032 \cdot 104}} = 70,2 \text{ об/мин} \quad (3.10)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \frac{80000}{9,81 \cdot 3,15^2 \cdot 89,89^{1,5} \cdot 0,975} = 0,92 \quad (3.11)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \frac{80000}{9,81 \cdot 3,15^2 \cdot 104^{1,5} \cdot 0,975} = 0,739 \quad (3.12)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_{H_{\min}} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot m}} = \frac{45}{3,15^2 \cdot \sqrt{84,41 \cdot 1,032}} = 0,471 \quad (3.13)$$

$$Q'_{H_{\max}} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot m}} = \frac{45}{3,15^2 \cdot \sqrt{104 \cdot 1,032}} = 0,438 \quad (3.14)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3 – 3.4.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины РО115 – В

<b>D<sub>1</sub></b> , м	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	4
<b>η<sub>т</sub></b> , о. е.	0,9163	0,9172	0,9181	0,9193	0,9201	0,921	0,9219	0,9238
<b>D<sub>1</sub></b> , м	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	4
<b>N<sub>агр</sub></b> , МВт	50,418	56,705	63,368	72,839	80,375	90,994	102,283	130,125
<b>Z'<sub>агр</sub></b> , ШТ	4,76	4,23	3,79	3,29	2,99	2,64	2,35	1,84
<b>Z<sub>агр</sub></b> , ШТ	5	4	4	3	3	4	4	2
<b>N<sub>агр</sub></b> , МВт	48	60	60	80	80	60	60	120
<b>m</b> , о. е.	1,027	1,028	1,029	1,031	1,032	1,033	1,034	1,036
<b>n'<sub>с</sub></b> , об/мин	288,25	272,06	257,61	240,67	229,32	215,74	203,68	180,94
<b>p'</b>	10,41	11,03	11,65	12,47	13,08	13,91	14,73	16,58
<b>p</b>	10	11	11	12	13	14	14	16
<b>n<sub>синх</sub></b> , об/мин	300	272,6	272,6	250	230,8	214	214	188
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>max</sub>)</b> , об/мин	80,6	77,5	81,9	80,4	77,9	76,8	81,3	80,4
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>расч</sub>)</b> , об/мин	78,1	75,1	79,4	77,9	75,5	74,4	78,8	77,9
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>min</sub>)</b> , об/мин	72,6	69,9	73,8	72,4	70,2	69,2	73,3	72,4
<b>Q'<sub>р</sub> · η<sub>т</sub>(H<sub>расч</sub>)</b>	0,883	0,98	0,877	1,016	0,92	0,609	0,542	0,851
<b>Q'<sub>р</sub> · η<sub>т</sub>(H<sub>max</sub>)</b>	0,709	0,788	0,705	0,816	0,739	0,489	0,435	0,684
<b>Q'<sub>1</sub>(H<sub>max</sub>)</b> , л/с	0,697	0,62	0,555	0,483	0,438	0,387	0,344	0,271
<b>Q'<sub>1</sub>(H<sub>min</sub>)</b> , л/с	0,749	0,667	0,597	0,519	0,471	0,416	0,37	0,291

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛД115 – В45°

<b>D<sub>1</sub></b> , м	2,24	4	4,5
<b>η<sub>т</sub></b> , о. е.	0,9297	0,9374	0,9389
<b>N<sub>агр</sub></b> , МВт	45,631	146,712	185,980
<b>Z'<sub>агр</sub></b> , ШТ	5,26	1,64	1,29
<b>Z<sub>агр</sub></b> , ШТ	6	2	2
<b>N<sub>агр</sub></b> , МВт	40	120	120
<b>m</b> , о. е.	1,018	1,027	1,028
<b>n'<sub>с</sub></b> , об/мин	354,45	199,37	177,3
<b>p'</b>	8,46	15,05	16,92
<b>p</b>	8	14	16
<b>n<sub>синх</sub></b> , об/мин	375	214	188
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>max</sub>)</b> , об/мин	90,6	91,9	90,8
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>расч</sub>)</b> , об/мин	87,8	89,1	88
<b>n'<sub>1</sub>(H<sub>min</sub>)</b> , об/мин	81,6	82,8	81,8
<b>Q'<sub>р</sub> · η<sub>т</sub>(H<sub>расч</sub>)</b>	0,928	0,862	0,68
<b>Q'<sub>р</sub> · η<sub>т</sub>(H<sub>max</sub>)</b>	0,746	0,693	0,546
<b>Q'<sub>1</sub>(H<sub>max</sub>)</b> , л/с	0,872	0,272	0,215
<b>Q'<sub>1</sub>(H<sub>min</sub>)</b> , л/с	0,938	0,293	0,231



Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

По результатам таблиц 3.3 и 3.4 строятся зоны работы, где в последующем исключаются те диаметры, в которых точка оптимума не входит в пределы зоны работы.

Для дальнейшего расчёта принята гидротурбина РО115 – В – 315, так как ее зона работы, приведенная в Приложение Б, Рисунок Б.1, имеет самое оптимальное положение на ГУХ относительно турбин с другим диаметром  $D_1$ . Зоны работы гидротурбины РО115 – В других диаметров не построены, так как в зону работы не входит точка оптимума.

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

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Заглубление рабочего колеса необходимо для того, чтобы обеспечить бескавитационную работу турбины.

Расчет произведен для турбины РО115 – В – 315.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.15)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;  
 $H_s$  – высота отсасывания.

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{max}$ ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и  $H_{расч}$ ;
3. Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.16)$$

где  $B = 10,33$  м, барометрическое давление;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ в соответствии с Приложением Б, Рисунок Б.1;

$H$  – напор;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность высотных отметок. Для РО – турбин  $\Delta Z_{\text{х.пл}} = \frac{b_0}{2} = \frac{0,316 \cdot 3,15}{2} = 0,5$ .

1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{\text{max}}$ :

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H_{\text{max}}} = 1017 \cdot 3,15^2 \cdot \sqrt{1,032 \cdot 104} = 104,54 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.17)$$

По кривой связи нижнего бьефа расходов определяется отметка  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ , которая равняется 254,94 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации  $\sigma = 0,13$ .

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{254,94}{900} - 0,13 \cdot 104 - 1,5 + 0,5 = -5,83 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к}} = 254,94 - 5,83 = 249,11 \text{ м.}$$

2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{\text{расч}}$ :

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}} = 1,017 \cdot 3,15^2 \cdot \sqrt{1,032 \cdot 89,89} = 97,19 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.18)$$

По кривой связи нижнего бьефа расходов определяется отметка  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ , которая равняется 254,7 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации  $\sigma = 0,134$ .

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{254,7}{900} - 0,134 \cdot 89,89 - 1,5 + 0,5 = -4,2 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к}} = 254,7 - 4,2 = 250,5 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата при  $H_{\min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H_{\min}} = 1,017 \cdot 3,15^2 \cdot \sqrt{1,032 \cdot 84,41} = 94,18 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

По кривой связи нижнего бьефа расходов определяется отметка  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ , которая равняется 254,59 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации  $\sigma = 0,084$ .

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{254,59}{900} - 0,084 \cdot 84,41 - 1,5 + 0,5 = 1,25 \text{ м}.$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к}} = 254,59 + 1,25 = 255,84 \text{ м}.$$

В таблице 3.5 представлены результаты расчета высоты отсасывания для выбранного диаметра гидротурбины.

Таблица 3.5 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

PO115 – В – 315			
Параметры	$H_{\text{расч}}$	$H_{\text{max}}$	$H_{\text{min}}$
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	97,19	104,54	94,18
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	254,7	254,94	254,59
$\sigma$	0,134	0,13	0,084
$\Delta Z \text{ х.пл}$	0,5		
$H^{\text{ном}}_s$	-4,2	-5,83	1,25
$\nabla Z, \text{ м}$	250,5	249,11	255,84
$\nabla Z_{\text{р.к}}, \text{ м}$	249,11		

Поскольку ранее было выявлено, что подходит именно турбина PO115 – В – 315 с синхронной частотой вращения  $n_{\text{синх}} = 230,8$  об/мин и количеством агрегатов  $Z_{\text{агр}} = 3$ , так как только у этого диаметра точка оптимума находилась в пределах зоны работы и только эта турбина подошла. Потому что как известно, для гидротурбины ПЛД не проводились кавитационные испытания, что означает, что невозможно определить отметку установки рабочего колеса.

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к}} = 249,11 \text{ м}.$$

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор необходимо подбирать по справочным данным серийных гидрогенераторов с использованием расчетных значений его номинальной мощности и синхронной частотой вращения.

Благодаря справочным данным был произведен подбор гидрогенератора и был выбран гидрогенератор ВГС 710/180-26ТС4. Основные параметры которого представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Основные параметры гидрогенератора

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	94
Активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	80
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,89
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	1,1
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	Об/мин	230,8
Сопrotивление обмотки статора	$x_d$	о.е.	1,13
Переходное сопротивление	$x'_d$	о.е.	0,28
Сверхпереходное сопротивление	$x''_d$	о.е.	0,18
Исполнение	Подвесное		

### 3.5 Гидромеханический расчёт стальной спиральной камеры

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

По чертежу проточной части, приведенной в Приложение Б, Рисунок Б.2, модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Основные размеры статора для  $D_1 = 3,15$  м, определены в соответствии с Приложением Б, Рисунок Б.2:

$$D_a = 4,9 \text{ м}; D_b = 4,2 \text{ м}; D_4 = 5,26 \text{ м}; R = 0,294 \text{ м}; h_1 = 0,31 \text{ м}$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 351^\circ$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 3,15 = 0,995 \text{ м} \quad (3.20)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 0,995 + 0,02 = 1,015 \text{ м} \quad (3.21)$$

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,015 + 2 \cdot 0,31 = 1,64 \text{ м} \quad (3.22)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику  $v_{\text{вх}} = f(H_p)$  на рисунке 3.2, откуда  $v_{\text{вх}} = 8,35 \text{ м/с}$ .

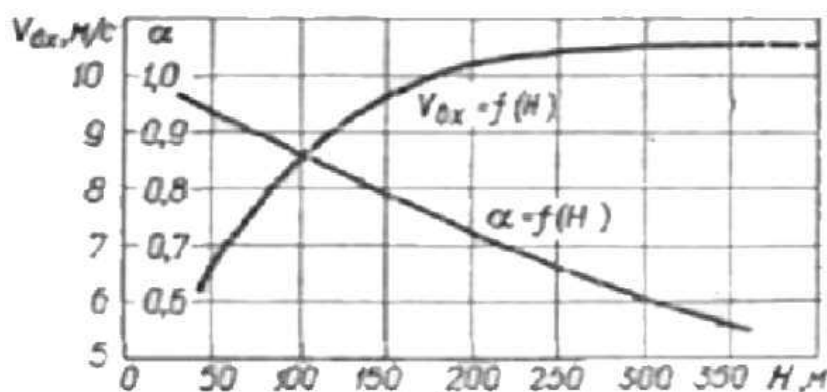


Рисунок 3.2 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{\text{арп.}}}{9,81 \cdot \eta_T \cdot H_{\text{расч}}} = \frac{80000}{9,81 \cdot 0,905 \cdot 84,41} = 107 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.23)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 107 \cdot \frac{351^\circ}{360^\circ} = 104 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (3.24)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{104}{8,35} = 12,5 \text{ м}^2 \quad (3.25)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{F_{\text{ВХ}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{12,5}{3,14}} = 1,99 \text{ м} \quad (3.26)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,63 + \sqrt{1,99^2 - \left(\frac{1,64}{2}\right)^2} = 4,44 \text{ м} \quad (3.27)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + p_{\text{ВХ}} = 4,44 + 1,99 = 6,43 \text{ м} \quad (3.28)$$

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

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{ВХ}} - \sqrt{a_{\text{ВХ}}^2 - p_{\text{ВХ}}^2} = 4,44 - \sqrt{4,44^2 - 1,99^2} = 0,47 \quad (3.29)$$

При принятом значении:  $\varphi = \frac{\varphi_{\text{ВХ}}}{360} = 0,98; \frac{1}{c} = 0,48$

Последовательно, задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , были рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные расчета приведены в Приложение Б, Таблица Б.1.

Так как спиральная камера, для дальнейших углов  $\varphi$  принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подошла. Поэтому была построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты ( $\varphi_0 = 0^\circ; R_0 = \frac{D_b}{2} = \frac{4,2}{2} = 2,1 \text{ м}$ ), приведенным в Приложение Б, Таблица Б.1.

Недостающий участок был построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда и наружный радиус спиральной камеры представлен на рисунке 3.3.

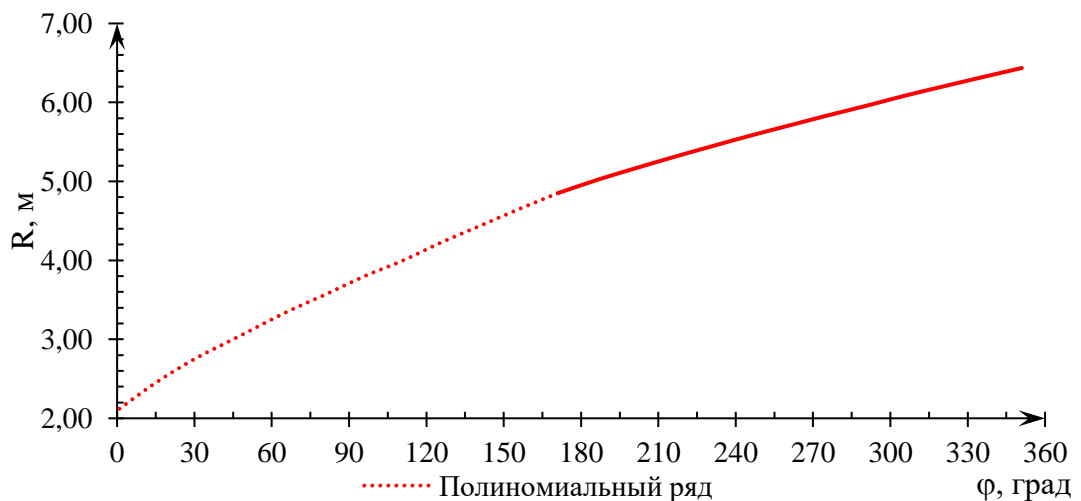


Рисунок 3.3 – Измерение наружного радиуса спиральной камеры  $R = f(\varphi)$

С шагом в  $15^\circ$  сняты значения  $R_B$  в зависимости от угла  $\varphi$ . Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} \quad (3.30)$$

где  $a_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \quad (3.31)$$

Данные расчётов круглых и эллиптических сечений представлены в Приложение Б, Таблице Б.2.

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{107}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,48} = 35,18 \quad (3.32)$$

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

$$tg \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{107 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,015)}{35,18} = 0,476 \quad (3.33)$$

$$\delta = arctg \delta = 25^\circ \quad (3.34)$$

После данного расчёта был построен эскиз спиральной камеры круглого сечения, приведенного в Приложение Б, Рисунок Б.3. При построении были использованы данные, приведенные в Приложение Б, Таблица Б.2.

## 3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

### 3.6.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата необходим для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору гидрогенератора. При расчете вала на прочность необходимо учитывать совместное влияние скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала предварительно рассчитывается по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{3,38}{32,5} \right)^{0,33} = 811 \text{ мм} \quad (3.35)$$

где  $\tau_{доп} = 32,5$  МПа.

Крутящий момент определяется по следующей формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 80000}{230,8} = 3,38 \quad (3.36)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала  $D_B = 800$  мм.

### 3.6.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины необходим для восприятия радиальных нагрузок. В проекте регламентируется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или же сегментного типа.

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 80000}{230,8 \cdot 3,15} = 88,03 \text{ кН} \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{п} = D_B + 20 = 800 + 15 = 815 \text{ мм} \quad (3.38)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{88,03}{0,815 \cdot 0,30} = 360,0 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 571,2 \text{ кПа} \quad (3.39)$$

где  $h_{п} = 300$  мм.

$$U = \frac{\pi n_{синх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 230,8 \cdot 0,815}{30} = 19,7 \text{ м/с}$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно:  $Z_{сегм} = 8$ ,  $h_{п} = 300$  мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{88,03}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 36,47 \text{ кН} \quad (3.40)$$

где  $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$ .

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:



$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} h_{п}} = \frac{36,47}{0,28 \cdot 0,3} = 434,1 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 50U = 984,9 \text{ кПа}, \quad (3.41)$$

где  $l_{сегм} = \frac{0,9\pi d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,815}{8} = 0,28 \text{ м}.$

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

### 3.6.3 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) – является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин, она необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая в свою очередь осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, который зависит от суммарного объема сервомоторов, которые обслуживаются одной маслонапорной установкой.

Для рассчитанного напора  $H = 115 \text{ м}$  и диаметра рабочего колеса  $D_1 = 3,15 \text{ м}$  по номограмме был определен тип маслонапорной установки вместимостью  $1,6 \text{ м}^3$ , состоящим из 1 сосуда на давление  $40 \text{ кгс/см}^2$ , с маслонасосным агрегатом ГА 1,6/1-40, имеющим сливной бак вместимостью  $2,5 \text{ м}^3$  с двумя насосами: МНУ 1,6/1-40-2,5-2.

### 3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Для радиально – осевой турбины был определен и выбран электрогидравлический регулятор с диаметром главного золотника  $100 \text{ мм}$  и гидромеханической колонкой 11-го исполнения: ЭГР – 100 – 11.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных и важных этапов проектирования электрических станций, поскольку от этого зависит надёжность работы электроустановок, её экономичности, оперативной гибкости, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания и возможности дальнейшего расширения.

В энергосистеме Республики Саха (Якутия) присутствуют в основном подстанции  $220 \text{ кВ}$ ,  $110 \text{ кВ}$ .

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

Схема собственных нужд гидроэлектростанции должна быть выбрана с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор необходимо подбирать по справочным данным серийных типов, по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

С использованием справочных данных был выбран гидрогенератор ВГС-710/180-26ТС4. Данные этого гидрогенератора занесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора ВГС-710/180-30ТС4

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}$ кВТ	$\cos \varphi_{Г}$ о.е.	$n_{\text{ ном}}$ об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$ МВ · А	$P_{Г\text{ ном}}$ МВт				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
94	80	13,8	0,89	230,8	0,18	0,28	1,13

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

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

Трансформатор блока должен обеспечивать выдачу мощности гидрогенераторов в сеть высшего напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключённой на ответвлении от генератора, т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{Г\text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{80 - 0,01 \cdot 240}{0,89} = 102,9 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбирается трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 марки ООО «Тольяттинский трансформатор». Данные которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{ ном}}$ МВ · А	$U_{Н}$ , кВ		$U_{к}$ , %	$\Delta P_{к}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$I_{х}$ , %
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Потери электрической энергии оцениваются с помощью метода времени максимальных потерь, используя при этом значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

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

Рассчитывается 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;

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,90 \cdot 8728,5 = 785,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{Т}} = 1$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left( \frac{102,9}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 619,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2 \quad (4.6)$$

где  $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч);

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 785,6 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 619,3 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 10,3 \text{ тыс. руб./год}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 10,3 = 30,9 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.7)$$

где  $n = 3$  – количество блоков.

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

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{80 - 0,01 \cdot 240}{0,89} = 205,8 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбирается трансформатор ТДЦ-250000/220-УХЛ1 марки ООО «Гольяттинский Трансформатор». Данные которого приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-УХЛ1

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %	$\Delta P_{\text{К}},$ кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}},$ кВт	$I_{\text{Х}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	242	13,8	11	650	240	0,45

Потери холостого хода в трансформаторе (4.4):

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,240 \cdot 8728,5 = 2094,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{TНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,650}{1} \cdot \left( \frac{205,8}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 1059,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{ХХ}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{Н}} \cdot \beta_2 = 2094,8 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1059,3 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 22,1 \text{ тыс. руб./год}$$

$$И_2 = n \cdot И_{(1)} = 2 \cdot 22,1 = 44,2 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.9)$$

где  $n = 2$  – количество блоков.

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Рассчитывается мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{80}{0,89} = 2,70 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.10)$$

Проверяется выполнение условия выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}} \quad (4.11)$$

Был выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-3000/13,8, данные которого приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-3000/13,8

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
3,0	13,8	6,0	5,0

### 4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Вычисляется число отходящих воздушных линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(102,9 \cdot 3 - 2,70) \cdot 0,89}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,7 \approx 3 \quad (4.12)$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{нат}} = 135$  МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{240 - 2,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,89} = 234 \text{ А} \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 234 \cdot 1 \cdot 1,05 = 246 \text{ А} \quad (4.14)$$

где  $\alpha_T = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Производится выбор сечения проводов с использованием метода экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{246}{1,1} = 223,64 \text{ мм}^2, \quad (4.15)$$

где  $j_{\text{э}} = 1,1$  А/мм<sup>2</sup> – нормированная плотность тока.

Был выбран провод АС-240/32, у которого допустимый продолжительный ток составляет 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км  $x_0 = 43,5$  Ом, удельное активное сопротивление на 100 км  $r_0 = 12,1$  Ом, проводимость  $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4}$  См, число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке составляет:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{240 - 2,7}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,89} = 350 \text{ А} \quad (4.16)$$

Так как  $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$ , выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Стоимость выбранных трансформаторов и элегазового комплектного распределительного устройства определялась в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций напряжением 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2021 года, цены на оборудование приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220-У1	291938
ТДЦ-200000/220-УХЛ1	583876
ТСЗ-3000/13,8	24297
КРУЭ-220	110900

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками необходимо рассчитывать по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.17)$$

где  $n = 3$  – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 7$  – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 291938 + 3 \cdot 24297 + 7 \cdot 110900 = 1\,724\,962 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.18)$$

где  $n = 2$  – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 6$  – количество ячеек КРУЭ;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 538876 + 3 \cdot 24297 + 6 \cdot 110900 = 1\,614\,068 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываются приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1724962 + 30,9 = 258775 \text{ тыс. руб.} \quad (4.19)$$

где  $E = 0,15$  – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками составили:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 1614068 + 44,2 = 242154 \text{ тыс. руб.} \quad (4.20)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{258775 - 242154}{258775} \cdot 100\% = 6,4\% > 5\% \quad (4.21)$$

Для проектируемой Усть-Гынымской гидроэлектростанции была принята структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью и является менее затратной.

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

Число присоединений распределительного устройства на напряжении 220 кВ: 6 (3 воздушных линии электропередачи кВ, 3 блока). При рассчитанном числе присоединений для данного класса напряжения распределительного устройства была выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема распределительного устройства 220 кВ приведена на рисунке 4.1.

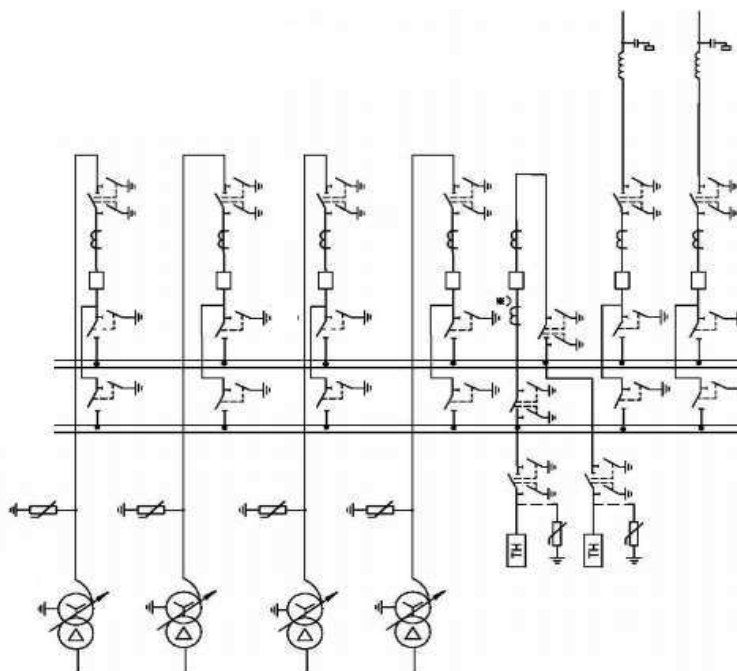


Рисунок 4.1 – Схема РУ ВН 220 кВ

## 4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи представляются в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,18 \cdot \frac{13,8^2}{94} = 0,365 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{242^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 150 = 65,25 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{с}} = E_{*\text{с}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ} \quad (4.27)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057 \quad (4.28)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,365}{0,045 \cdot 314} = 0,026 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{\text{а,}\text{с}} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 150 = 18,15 \text{ Ом} \quad (4.31)$$



$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{380 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

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

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		14				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		14				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		242				
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Система		242				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	br0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Kт/л	Kт/ф	r0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок 1 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок 2 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок 3 - КРУЭ	1,42	51,54					0,057
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	18,15	65,25					

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	Нагр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,026	0,365	0,026	0,36	0,026	0,36	15,590
2			2	Генератор 2	2	0,026	0,365	0,026	0,36	0,026	0,36	15,590
3			3	Генератор 3	3	0,026	0,365	0,026	0,36	0,026	0,36	15,590
4			4	Система	8	29,360	322,670	29,360	322,67	29,360	322,67	242,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

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

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1
1	1	1	3ф	1			24,7204	-85,94

Рисунок 4.5 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1
1	1	1	1ф	7			4,7236	-88,19

Рисунок 4.6 – Результат расчёта токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	I1	dI1
1	1	1	3ф	7			9,4793	-88,20

Рисунок 4.7 – Результат расчёта трёхфазного КЗ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 4,72 \cdot 3 = 14,16 \text{ А} \quad (4.33)$$

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

Тип КЗ	П1	I <sub>п.0</sub> , кА	I <sub>y</sub> , кА
1ф	7	14,16	39,05
3ф	7	9,48	26,14
3ф	1	24,72	68,17

#### 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,933 = 4,129 \text{ кА} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном(-5\%)}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,236 \text{ кА} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{267 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,233 \text{ кА} \quad (4.36)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{267 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,350 \text{ кА} \quad (4.37)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей соблюдаются следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}} \quad (4.38)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.39)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.40)$$

Необходимо осуществлять проверку на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-20-90/12500 УЗ марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-20/8000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 4,129 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 24,72 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 68,17 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 24,72^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 24,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Был принят трансформатор тока ТШЛ-20-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», каталожные данные которого представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 4129 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 5000 \text{ А}$

Был принят трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15 марки ОАО «СЗТН». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ограничитель перенапряжений. Выбор ограничителя перенапряжений производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-35 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

#### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами приведены в таблице 4.10.

Был выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Был выбран отечественный анализатор марки ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,38 до 750 кВ.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
			$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$	

#### 4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для элегазового комплектного распределительного устройства на напряжение 220кВ необходимо принимать ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Поэтому комплектное распределительного устройство элегазовое является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая в себя компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию от внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220кВ приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220-50/3150
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 237 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 14,16 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 39,05 \text{ кА}$	$i_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 14,16^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 20,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.12 и 4.13 соответственно.

Таблица 4.12– Технические характеристики трансформатора тока

Для учёта	0,2S
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	220

Таблица 4.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток линейной ячейки, А	3150
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Номинальное напряжение, кВ	220

## 5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередачи и электроустановок

потребителей электрической энергии. Они в свою очередь нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для того, чтобы обеспечить нормальную работу энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо намного быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповреждённой сети, восстанавливая при этом нормальные условия их работы и прекращая при этом разрушения в месте повреждения.

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и её элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

### **5.1 Перечень защит блока генератор-трансформатор**

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаются к установке следующие виды защит на оборудовании:

На генераторе ВГС-710/180–26:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Газовая защита;

- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-3000/13,8-УЗ:

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

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

## **5.2 Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор**

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.1)$$

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,933 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.2)$$

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{3933 \cdot 1}{4000/5} = 4,92 \text{ А.}$$

По известным значениям тока ротора определяется длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{\text{д.д.рот.}} = 1,1 \cdot 1100 = 1210 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Исходя из полученных данных выбирается система возбуждения СТС-1Е-220-1200-2,5 УХЛ4 1.

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным выбирается выпрямительный трансформатор ТСЗП-1400/13,8-ГТ-УЗ.

Выбранный трансформатор проверяется на перегрузочную способность, для этого определяется кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, равный 2200 А;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{н ТЕ}}$  – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1431 А.

$$k_{\text{пер}} = \frac{2200 \cdot 0,816}{1431} = 1,25.$$

По данным ГОСТ, приведенном в таблице 5.1, допустимая перегрузочная способность при 25% составляет 52,5 минуты, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Таблица 5.1 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{т.ном}}^{(1)} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{т.ном}}^{(1)} = \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 59 \text{ А.}$$



Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{Т.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{K_{ТТ}}; \quad (5.6)$$

$$I_{Т.НОМ}^{(2)} = \frac{59}{200/5} = 1,48 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{р.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{р.НОМ}^{(1)} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.7)$$

где  $k_{СХ}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{р.НОМ}^{(1)}$  – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1100 А;

$k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{ТП}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,565.

$$I_{р.НОМ}^{(2)} = \frac{1100 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{13,8}{0,565}} = 0,94 \text{ А}.$$

### 5.3 Описание защит и расчёт их уставок

#### 5.3.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ( $I > TV$ ), ( $I \gg TV$ )

Для расчета защит преобразовательного трансформатора, используется необходимый участок схемы, приведенный на рисунке 5.1.

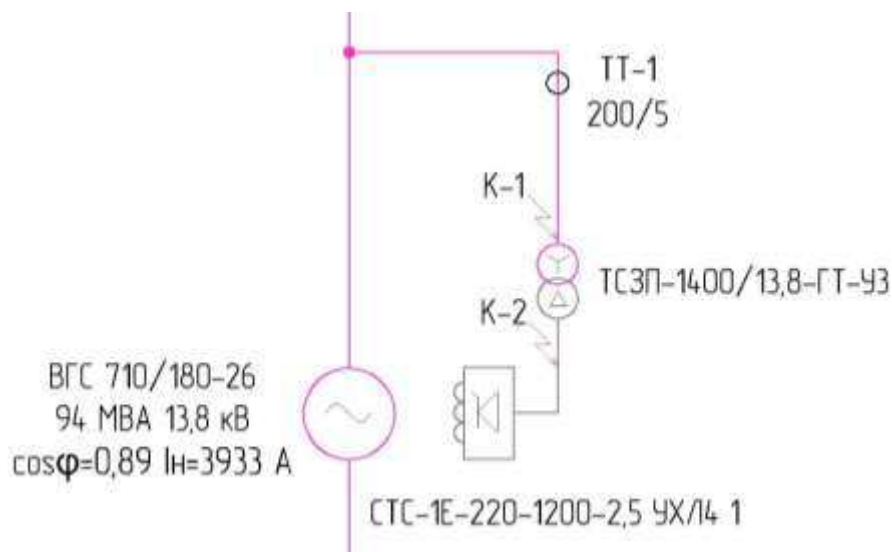


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Токи короткого замыкания определяются из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{r''}}{x_{d''}} \cdot I_{r \text{ ном}}; \quad (5.8)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,18} \cdot 3933 = 23598 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)}; \quad (5.9)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23598 = 20436 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{T, \text{ ном}}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\%; \quad (5.10)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{59}{7,5} \cdot 100\% = 787 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad (5.11)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 787 = 682 \text{ А.}$$

Уставка мгновенной токовой защиты по току необходимо отстраивать от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принимать 2,5-кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность мгновенной токовой защиты, определяется как отношение тока двухфазного короткого замыкания за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Минимальное значение тока уставки реле мгновенной токовой защиты:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_n \cdot k_\phi \cdot k_{сх} \cdot I_{ТВ \text{ ном}}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.12)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, 1,2;  
 $k_\phi$  – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{cx}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{ТВ\ ном}$  – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1200 А;

$k_B$  – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{ТП}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,565.

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{13,8}{0,565}} = 3,83 \text{ А.}$$

Производится перевод его в относительные единицы:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{Т.ном}^{(2)}}; \quad (5.13)$$

$$I_{МТЗ}^* = \frac{3,83}{1,48} = 2,59 \text{ о. е.}$$

Следовательно, принимается уставка срабатывания МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ}^* = 2,59 \text{ о.е.}$$

Определяется чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{МТЗ}}; \quad (5.14)$$

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{682}{\frac{200}{5} \cdot 3,83} = 4,45 > 1,5.$$

Выдержка времени мгновенной токовой защиты необходимо отстраивать от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и в свою очередь составляет:

$$t_{МТЗ} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка токовой отсечки необходимо отстраивать от максимального значения тока трехфазного короткого замыкания на стороне вентильной обмотки тиристорного преобразователя, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяется как отношение

минимального тока короткого замыкания на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяется минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_H \cdot I_{K2}^{(3)}}{k_{ТТ}}, \quad (5.15)$$

где  $k_H$  – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4);

$$I_{ТО} = \frac{1,4 \cdot 787}{200/5} = 27,55 \text{ А.}$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{Т.НОМ}^{(1)}}{k_{ТТ}}, \quad (5.16)$$

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot 59}{200/5} = 7,38 \text{ А.}$$

Уставка реле токовой отсечки принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка будет равна:

$$I_{ср.ТО} = 27,55 \text{ А.}$$

Производится перевод её в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{Т.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.17)$$

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{27,55}{1,48} = 18,61 \text{ о. е.}$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч.ТО} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ср.ТО}}; \quad (5.18)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{20436}{200/5 \cdot 27,55} = 18,54 > 2,0.$$

### 5.3.2 Продольная дифференциальная защита ( $I\Delta G$ )

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{\Gamma}^{(1)} = 3933 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $k_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.19)$$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3933 = 196,65 \text{ А}.$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}; \quad (5.20)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 196,65 = 393,3 \text{ А}.$$

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного КЗ на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{СР.0}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.21)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq 787 \cdot 1,1 = 865,7 \text{ А}.$$

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq 865,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.22)$$

$$I_{\text{CP.0}}^{(2)} \geq \frac{865,7}{4000/5} = 1,08 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{CP.0}}^* \geq \frac{I_{\text{CP.0}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}},$$

где  $I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)}}{\frac{4000}{5}} = \frac{3933}{\frac{4000}{5}} = 4,92 \text{ А}$  – номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока;

$$I_{\text{CP.0}}^* \geq \frac{1,08}{4,92} = 0,22 \text{ о. е.}$$

Принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{CP.0}}^* = 0,22 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{СКВ.max}}, \quad (5.23)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.24)$$

где  $E_q''$  – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.;

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.25)$$

$$\text{где } \sin\varphi_{\Gamma} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{\Gamma})^2} = 0,46;$$

$$E_d'' = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{(0,89)^2 + (0,46 + 0,18)^2} = 1,1 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{СКВ.мах}} = \frac{1,1}{0,18} \cdot 3933 = 23901 \text{ А};$$

$$I_{\text{НБ(мах)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 23901 = 2390 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(мах)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_T}, \quad (5.26)$$

где  $K_{\text{отс}} = 2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

$I_T$  – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ.мах}} \cdot (I_{\text{СКВ.мах}} - I_{\text{НБ(мах)}}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.27)$$

где  $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$  – угол между векторами токов плеч защиты;

$$I_T = \sqrt{23901 \cdot (23901 - 2390) \cdot \cos 15^\circ} = 22285 \text{ А};$$

$$K_T > \frac{2390 \cdot 2}{22285} = 0,21.$$

Принимается уставка  $K_T = 0,5$ .

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}^*}{K_T}; \quad (5.28)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,22}{0,5} = 0,4 \text{ о. е.}$$

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

$$B \geq I_{\text{НТ}}; \quad (5.29)$$

$$B \geq 0,4 \text{ о. е.}$$

Принимается типовое значение уставки  $B = 1,5$  (при этом значении условие будет выполняться).

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

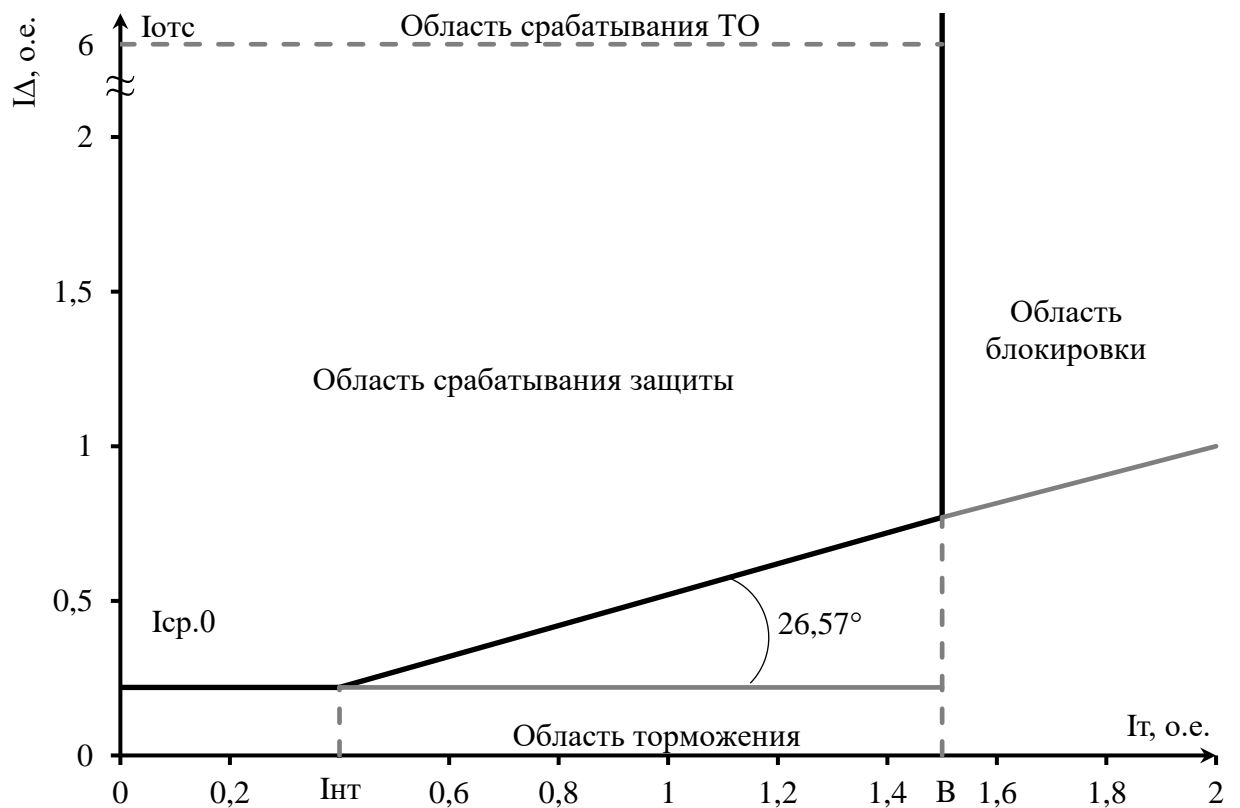


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.30)$$

где  $k_{отс} = 6$  – коэффициент отстройки;

$$I_{отс} = 6 \cdot 3933 = 23598 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне т.т.:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{23598}{4000/5} = 29,5 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{29,5}{4,92} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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



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

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

Она выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

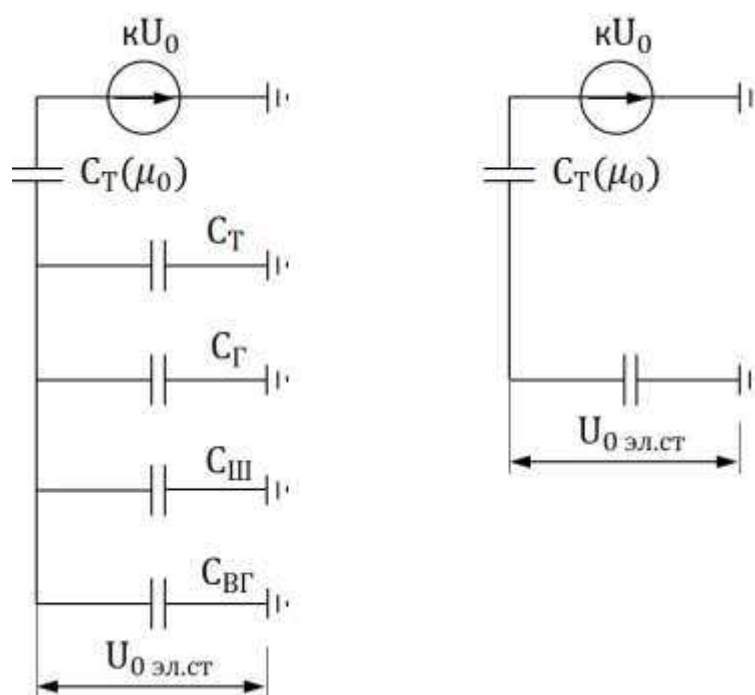


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.31)$$

где  $C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{\text{ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{\text{в.г}}$  – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

$$C_{\Sigma} = 0,012 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,270 \text{ мкФ/фазу.}$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\Gamma}(\mu_0)}{C_{\Gamma}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.32)$$

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

$C_{\Gamma}(\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_{\Gamma}(\mu_0) = 0,012$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}}, \quad (5.33)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,573 \text{ кВ};$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46,573 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,270} = 217,97 \text{ В.}$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.34)$$

где  $U_{\text{л}}$  – линейное напряжение генератора, кВ;

$\omega$  – циклическая частота,  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \text{ рад/с}$ ;

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,270 = 9,53 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3U_{0 \text{ эл.ст}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.35)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,3$  – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,9$  – коэффициент возврата.

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 217,97}{13,8 / \sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 3,95 \text{ В.}$$

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.36)$$

где  $K_T$  – коэффициент торможения органа  $U_{03}$ :

$$K_T = \frac{1}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha}, \quad (5.37)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;  
 $\alpha$  – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом  $U_{0G}$ :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{\text{CP}}}{100}, \quad (5.38)$$

где  $U_{\text{CP}}$  – напряжение срабатывания органа  $U_{0G}$ , В;

$$\alpha = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2;$$

$$K_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5;$$

$$X = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286.$$

При  $K_T = 1,5$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Первая ступень защиты  $U1>$  предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.39)$$

где  $U_{ном.г}$  – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{ТН}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.}$$

2) Вторая ступень защиты  $U2>$  предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты  $U2>$  рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}}, \quad (5.40)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.}$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_2^*$ :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}; \quad (5.41)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;  
 $I_{\Gamma}^{(1)}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.42)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

1) Сигнальный орган  $I_{2\text{СИГН}}$ , срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал). Согласно указаний завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимается уставка сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}; \quad (5.43)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 3933 = 275,31 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.44)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{275,31}{4000/5} = 0,34 \text{ А.}$$

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

При условии, что допустимый ток обратной последовательности  $I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18$  о. е. – выполняется расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,18^2} = 617 \text{ с.}$$

Уставка пускового органа выбирается по условию надёжного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}}$ :

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H}, \quad (5.45)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надёжности;

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки составляет  $T_{\text{МАКС}} = 617$  сек. , при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2}; \quad (5.46)$$

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

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимается:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с;}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}; \quad (5.47)$$

$$A = 20 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$ , о.е	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность, с	20	56	80	125	222	500	617

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.4.

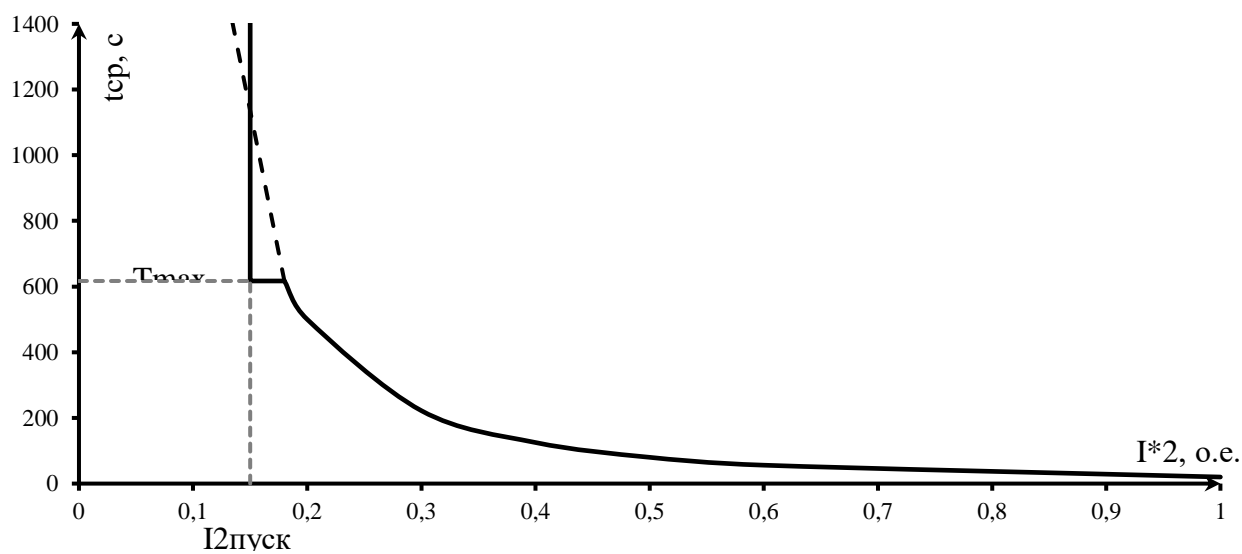


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимается:  $t_{\text{МИН.}} = 0,5$  с,  $t_{\text{МАКС.}} = 617$  с.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $T_{\text{охл}}$ ). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{\text{охл}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.49)$$

где  $I_{2 \text{ дл. доп.}}^*$  – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ( $I_{2 \text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,18$  о.е.).

В данном случае уставка времени полного охлаждения будет равна 617 сек.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.50)$$

Производится расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз.}} = 94 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз.1}} = 13,8 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз.2}} = 242 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.1}}}; \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз.1}} = \frac{94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3933 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{S_{\text{баз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз.2}}}; \quad (5.52)$$

$$I_{\text{баз.2}} = \frac{94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 224 \text{ А};$$

$$X_{\text{Ген.баз.}}^* = X'_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}; \quad (5.53)$$

$$X_{\text{Ген.баз.}}^* = 0,28 \cdot \frac{13,8^2}{94} \cdot \frac{94}{13,8^2} = 0,28 \text{ о. е.};$$



$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.2}}^2}; \quad (5.54)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{242^2}{125} \cdot \frac{94}{242^2} = 0,08 \text{ о. е.};$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз.1}}^2}; \quad (5.55)$$

$$X_{2 \text{ баз.}}^* = 0,19 \cdot \frac{13,8^2}{94} \cdot \frac{94}{13,8^2} = 0,19 \text{ о. е.};$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{E^*}{(X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*) + (X_{2 \text{ баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*)}; \quad (5.56)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} = \frac{1}{(0,28+0,08)+(0,19+0,08)} = 1,59 \text{ о. е.};$$

Производится перевод в именованные единицы:

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = I_{\text{к.з.о.п.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз.1}}; \quad (5.57)$$

$$I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = 1,59 \cdot 3933 = 6253 \text{ А};$$

Приведение тока к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{I_{\text{к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{k_{\text{тт}}}; \quad (5.58)$$

$$I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}} = \frac{6253}{4000/5} = 7,82 \text{ А};$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимается уставка отсечки из диапазона  $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\text{г}}^{(2)}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,2$ . Принимается уставка  $0,8 \cdot I_{\text{г}}^{(2)}$ , т.е, 0,8 о.е.:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \cdot 4,92 = 3,93 \text{ А.}$$

Проводится проверка по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2 \text{ к.з.о.п.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2; \quad (5.59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,82}{3,93} = 2,0 > 1,2.$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с

отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2 \text{ с.з.}} = 0,8 \text{ о. е.}$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, 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.

### 5.3.6 Защита от симметричных перегрузок (П1)

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:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.60)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата;

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 3933}{0,98} = 4213,93 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.61)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{4213,93}{4000/5} = 5,27 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.62)$$

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{5,27}{4,92} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}; \quad (5.63)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 3933}{0,98} = 4334,33 \text{ А};$$

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.64)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{4334,33}{4000/5} = 5,42 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}; \quad (5.65)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{5,42}{4,92} = 1,10 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_N$ , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3600	1200	450	340	280	160	80	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.5.

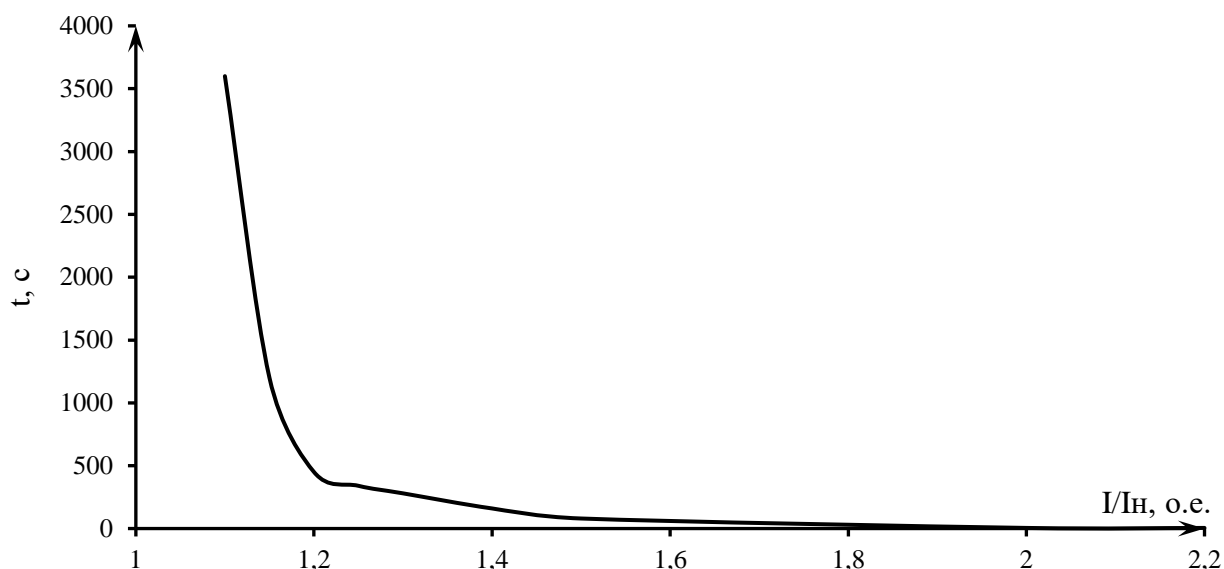


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок  $I_1$

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 осечки:

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{K_H \cdot I_\Gamma^{(1)}}{K_B}; \quad (5.66)$$

$$I_{1\text{ ТО}} = \frac{1,2 \cdot 3933}{0,98} = 4815,92 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^{(2)} = \frac{4815,92}{4000/5} = 6,02 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_\Gamma^{(2)}}; \quad (5.68)$$

$$I_{1\text{ГО}}^* = \frac{6,02}{4,92} = 1,22 \text{ о. е.}$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*}; \quad (5.69)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{1}{0,28+0,08} = 2,78 \text{ о. е.};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ГО}}^*} \geq 1,2; \quad (5.70)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,78}{1,22} = 2,3 > 1,2.$$

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

Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.г}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.71)$$

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

### 5.3.7 Дистанционная защита генератора ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ )

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой степени 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 гидроэлектростанции одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Усть-Гынымская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}; \quad (5.72)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 242^2}{125} = 49,19 \text{ Ом};$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(18,15)^2 + (65,25)^2} = 67,73 \text{ Ом};$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 49,19 + \frac{0,8}{4} \cdot 67,73 = 52,90 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{94}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{94}{242^2} \cdot 67,73 = 0,085 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.73)$$

где  $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8^2}{94} = 2,03 \text{ Ом};$

$$Z_1 = 0,085 \cdot 2,03 = 0,17 \text{ Ом}.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{K_{ТГ}}{K_{ТН}}; \quad (5.74)$$

$$Z_{1СЗ} = 0,17 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 0,99 \text{ Ом}.$$

Принимается уставка:  $Z_{1СЗ} = 0,99 \text{ Ом}.$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.75)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3933} = 2,03 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} \quad (5.76)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 2,03 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 11,77 \text{ Ом.}$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит:

$$I_{\Phi}^* = \frac{I_{\Phi}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(1)}} \quad (5.77)$$

$$I_{\Phi}^* = \frac{2200}{1100} = 2,0 \text{ о. е.}$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\Phi}^*}, \quad (5.78)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot 1}{2,0} = 0,48 \text{ о. е.}$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.79)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = 0,48 \cdot 2,03 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 5,65 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\Phi}^*}, \quad (5.80)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,89}{0,95 \cdot 2,0} = 0,47.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 61,97^{\circ}$ .

Угол нагрузки в нормальном режиме равен  $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 27,13^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф.}}^*}{K_H}; \quad (5.81)$$

$$Z_2^* = \frac{0,48}{1,2} = 0,40 \text{ о. е.}$$

$Z_2$  в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}}; \quad (5.82)$$

$$Z_2 = 0,40 \cdot 2,03 = 0,81 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (5.83)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = 0,81 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 4,70 \text{ Ом.}$$

Принимается уставка:  $Z_{2\text{СЗ}} = 4,70 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,20 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,94 \text{ Ом}$ .

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена в Приложение В, Рисунок В.1.

### 5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:



$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.ном}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.84)$$

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

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 0,94}{0,98} = 1,00 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}}, \quad (5.85)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,00}{1,07} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.ном}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.86)$$

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 0,94}{0,98} = 1,04 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}}, \quad (5.87)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{1,04}{0,94} = 1,12 \text{ о. е.}$$

3) На рисунке 5.6 представлен график интегрального органа, срабатывающего с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.4, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$ , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

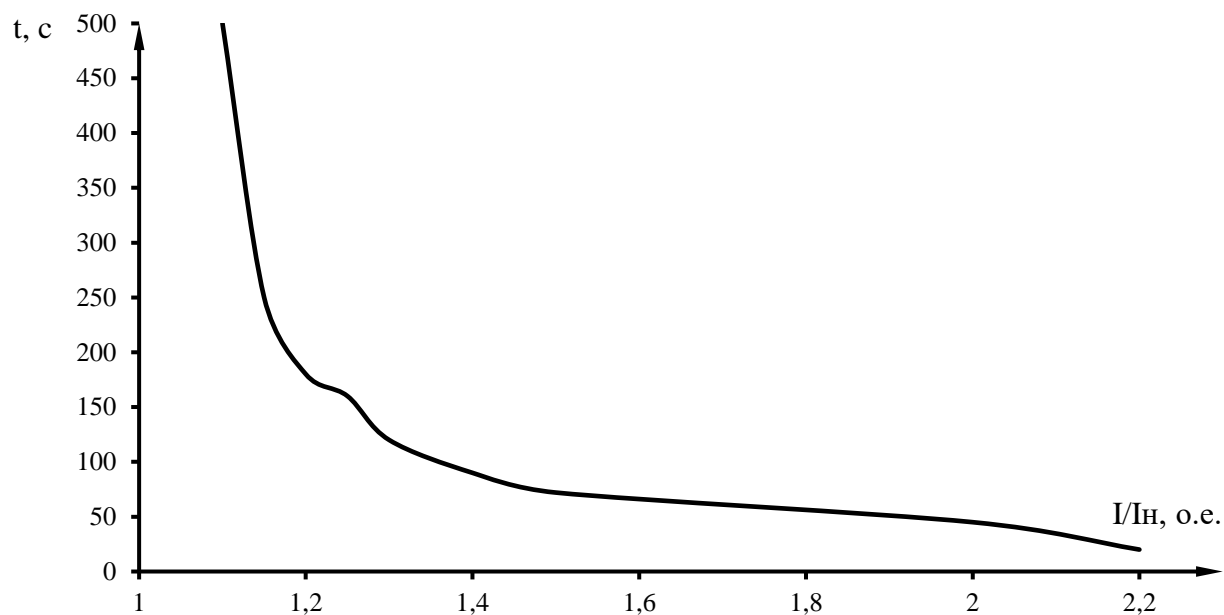


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}}{K_B}; \quad (5.88)$$

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2,0 \cdot 1,1 \cdot 0,94}{0,98} = 2,11 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.T.O.}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}}; \quad (5.89)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{2,11}{0,94} = 2,25 \text{ о. е.}$$

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

#### 5.4 Таблица уставок

Уставки защит и матрица отключений защит представлены в Приложение В, Таблица В.1 и Таблица В.2.

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

## 6 Компоновка и сооружения гидроузла

### 6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- Левобережная глухая каменно-набросная плотина;
- Левобережная глухая бетонная плотина;
- Глубинный водосброс;
- Водосбросная часть плотины;
- Приплотинное здание ГЭС;
- Правобережная глухая каменно-набросная плотина;
- Правобережная глухая бетонная плотина.

### 6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен I класс. Высота  $357,00 - 250,00 = 107,00$  м; скальное основание (долерит (диабаз)).

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС. Установленная мощность ГЭС 240 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии не пострадают люди, поскольку отсутствуют населённые пункты, то назначен IV класс ГТС.

Итог: назначен I класс ГТС, так как является наибольшим из трёх рассматриваемых таблиц.

#### 6.2.2 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 357,00 + 6,33 = 363,33 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 5,52 + 0,010 + 0,8 = 6,33 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

$h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a = 0,8$  – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 4700}{9,81 \cdot 53,5} \cdot \cos 0 = 0,010 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w = 2,28 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];

$V_w = 22$  м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 4700$  м – длина разгона волны;

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

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{357,00 - 250,00}{2} = 53,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 4700}{22^2} = 95,26 \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22^2} = 9632, \quad (6.6)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

По верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w^2}$  определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 95,26 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 0,08$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w^2} = 95,26 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 1,6; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 4$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 0,08 \cdot \frac{V_w}{g} = \frac{22}{9,81} = 3,59 \text{ с.};$$

$$\bar{h} = 0,018 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,018 \cdot \frac{22^2}{9,81} = 0,89 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,59^2}{2 \cdot 3,14} = 20,10 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяем условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $53,5 > 20,10$  ( $0,5 = 10,05$ ).

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,89 \cdot 2,1 = 1,86 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где  $k_i$  – коэффициент обеспеченности.

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,35 \cdot 1,86 = 5,52 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1, k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;  
 $k_{sp} = 1,4$  – абсолютный коэффициент;

$k_{run} = 2,35$  – коэффициент, зависящий от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{20,10}{1,86} = 10,78$  на глубокой воде.

### 6.2.3 Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \nabla h_{set} + a = 357,00 + 1,86 + 0,010 + 0,8 = \\ &= 359,67 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.10)$$

где  $a = 0,8$  м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

### 6.3 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода на рисунке 6.1 определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 0,1%, поверочный – 0,01%.

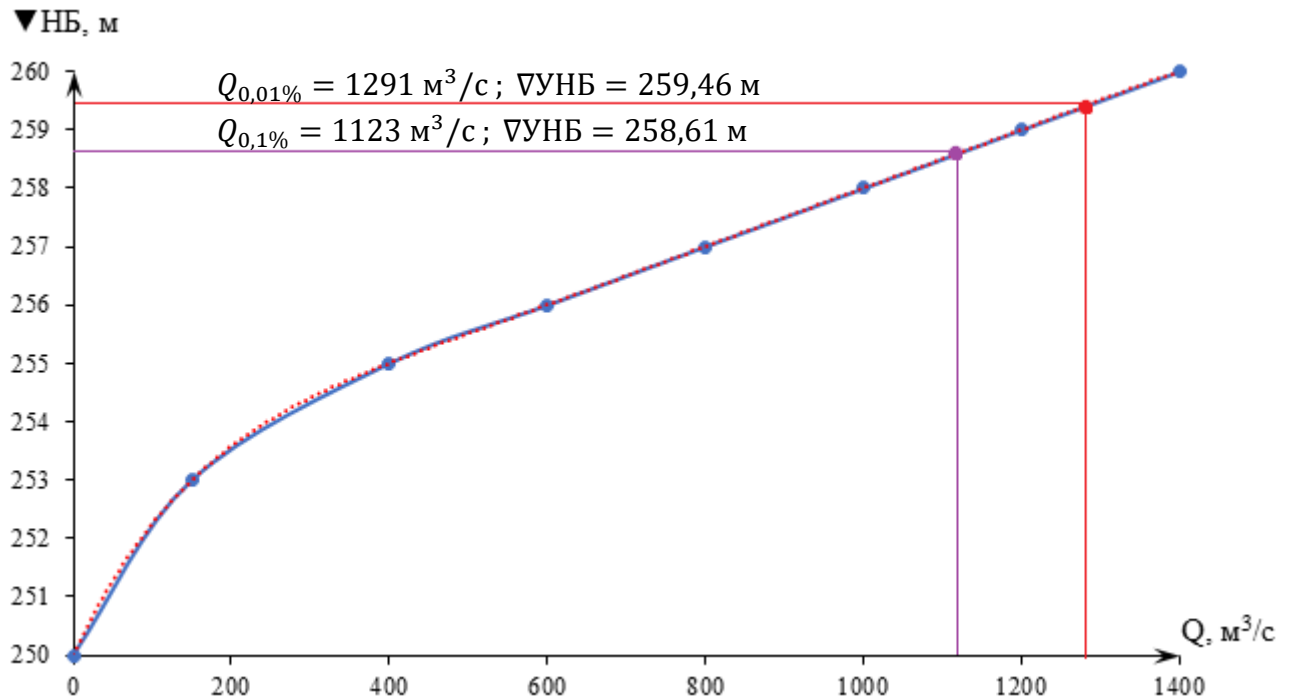


Рисунок 6.1 – Отметки  $\nabla\text{НБ}$  при основной и поверочной обеспеченностях

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1123 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla\text{УНБ} = 258,61 \text{ м}$ ;

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1291 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla\text{УНБ} = 259,46 \text{ м}$ ;

При расходе  $Q_{\text{сан.поп.}} = 45 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla\text{УНБ} = 251,16 \text{ м}$ .

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружении при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 357,00 - 258,61 = 98,39 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ .  
Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГА}}(\text{кВт})}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{80 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (98,39 - 0,4) \cdot 0,92} = 90,45 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов –  $m$ , должно быть не более  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

Следовательно,  $m = 3 - 1 = 2$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} \cdot m = 90,45 \cdot 2 = 180,90 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.14)$$

где  $Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(5,28 + 2,18) \cdot 10^9}{20736000} = 359,76 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1123 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1123 - 180,90 - 359,76 = 582,34 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{582,34}{96,86} = 6,01 \text{ м}, \quad (6.15)$$

Конструктивно принимаем  $B = 30 \text{ м}$ .

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 77,49 = 96,86 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 9 \cdot 8,61 = 77,49 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где  $[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 8,61 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн max}}$ .

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 3 = 30 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $b = 10 \text{ м}$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 3$  – число пролётов.

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{582,34}{0,48 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,09 \text{ м} \quad (6.19)$$

где  $m = 0,48$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{582,34}{0,48 \cdot 0,903 \cdot 1 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,73 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{9,09}{10} = 0,903, \quad (6.21)$$

где  $b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} \cdot \frac{a \cdot V_0^2}{2g} = 9,73 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,15^2}{2 \cdot 9,81} = 9,72 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{582,34}{(357,00 - 250,00) \cdot (30 + (3-1) \cdot 3)} = 0,15 \frac{\text{м}}{\text{с}};$

$\delta_B = 3 \text{ м}$  – толщина быка;

$B = 30 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 357,00 - 10 = 347,00 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$  – стандартный напор, ближайший к  $H$  (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

### 6.3.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 359,00 - 259,46 = 99,54 \text{ м} \quad (6.24)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ .

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ГА}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{80 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (99,54 - 0,4) \cdot 0,92} = 89,40 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.25)$$



$$Q_{ГЭС}^{пов} = Q_{ГА}^{пов} \cdot m = 89,40 \cdot 2 = 178,80 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.26)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{расч}^{пов} = Q_{макс.расч}^{пов} - Q_{ГЭС}^{пов} - Q_c = 1291 - 178,80 - 359,76 = 752,44 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{макс.расч}^{пов} = 1291 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{752,44}{0,48 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,18 \text{ м} \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{752,44}{0,48 \cdot 0,945 \cdot 1 \cdot 30 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,38 \text{ м}, \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,18}{10} = 0,945, \quad (6.29)$$

где  $b = 10$  – ширина пролёта;

$n = 3$  – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{пов} = H_{02} - \frac{a \cdot V_0^2}{2g} = 5,38 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,19^2}{2 \cdot 9,81} = 5,38 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{752,44}{(357,00 - 250,00) \cdot (30 + (3-1) \cdot 3)} = 0,20 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla_{ФПУ}_p = \nabla_{ГВ} + H_{пов} = 347,00 + 5,38 = 352,38 \text{ м} \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка  $\nabla_{ФПУ} = 359,00 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани представленного в Приложение Г, Рисунок Г.1., были использованы координаты, представленные в Приложение Г, Таблица Г.1, полученные с помощью умножения данных таблицы на значение  $H_{ст} = 10,0$  м.

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 347,00 + 1,6 \cdot 10 = 363,00 \text{ м} \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla ГП = \text{НАИБ}[\nabla ГП, \nabla ГБП, \nabla ГБ] = 363,00 \text{ м} \quad (6.33)$$

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С-Д радиусом  $R = 23,2$  м. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $p_B = 97$  м и напора на водосливе  $H_{ст} = 10,00$  м.

### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 357,00 - 250,00 = 107,00 \text{ м} \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum(n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 582,34^2}{(30 + 2 \cdot 3 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,55 \text{ м} \quad (6.35)$$

Вычисляется отношение  $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{107,00}{2,55} = 42,03$  м и определяется значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани.

Поскольку  $T_0 = 107,00 > 40,00$  м  $\Rightarrow \varphi = 0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$ , было определено  $\zeta'_c = 0,25$  и  $\zeta''_c = 2,8$ .

Сопряженные глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{кр} = 0,25 \cdot 2,55 = 0,64 \text{ м} \quad (6.36)$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 2,55 = 7,13 \text{ м} \quad (6.37)$$

$h''_c = 7,13 \text{ м} > h_{НБ} = 8,61$  м, следовательно, в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок не допустим, поэтому проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляется способом свободно отброшенной струи.

### 6.3.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашения энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях: прочный скальный грунт в основании, устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий, ширина русла достаточная для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС.

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

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа определяют по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( \left( 1 + \frac{Z_0 - 1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.38)$$

где  $Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ} = 357,00 - 258,61 = 98,39$  м;

$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 357,00 - 261,46 = 95,54$  м – скоростное падение (напор воды на носке);

$k_a$  – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ$  – угол схода струи с трамплина;

$\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости потока.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + \alpha = 250,00 + 11,46 = 261,46 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где  $\alpha = h_{НБ \max} + (1 - 2)_м = 9,61 + 2 = 11,46$  м – высота от дна, до носка;

$h_{НБ} = \nabla_{НБ}(Q_{\max}^{\text{осн}} \text{ расч}) - \nabla_{ДНА} = 259,46$  м.

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 95,54} = 38,97 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{96,86}{38,97} = 2,49 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе.

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{38,97^2}{9,81 \cdot 2,49} = 62,26 \quad (6.42)$$

Поскольку число Фруда  $Fr = 62,26 \geq 35$ , то  $k_a = 0,9$ .

Тогда получаем:

$$L = 0,9 \cdot 95,54 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60^\circ \cdot \left( \left( 1 + \frac{\frac{98,39}{95,54} - 1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = 124,93 \text{ м}.$$

Полученное расстояние отлёта струи можно считать безопасным, т.к. выполняется условие  $L > 0,4Z_0$  ( $124,93 \text{ м} > 39,36 \text{ м}$ ).

Глубина ямы размыва определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 45,83 - 8,61 = 37,22 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где  $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{62,26}) \cdot \sqrt{62,26} \cdot \sqrt[4]{\frac{8,61}{1}} \cdot 2,49 = 45,83.$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} = 124,93 + \left( \frac{45,83}{0,741} \right) = 186,76 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} tg \alpha_1 &= \sqrt{tg^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,49 \cdot \cos 30^\circ + 11,46 - 8,61)}{38,97^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,741 \end{aligned} \quad (6.45)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна ямы размыва:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 2,55 + 3,7 \cdot 37,22 = 144,09 \text{ м.} \quad (6.46)$$

По дну яма размыва – примерно  $2,5h_{кр}$

$$2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 2,55 = 6,37 \text{ м,} \quad (6.47)$$

### 6.3.7 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.  
Диаметр водовыпускного отверстия  $D = 2,5 \text{ м}$ .

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$\frac{D}{2} + 2,0 \text{ м} = 1,25 + 2,0 = 3,25 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 4,5 = 251,00 + 3,0 + 3,25 = 257,25 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} + \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{357,00 + 344,87}{2} - 257,25 = 93,69 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu\omega\sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 4,91 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 93,69} = 1684,1 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.50)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;  $\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,25^2 = 4,91 \text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{вв}} = \frac{359,76}{168,41} = 2,1 \quad (6.51)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода  $n = 3$ .

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен

удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости её против сдвига по основанию.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 357,00 - 248,00 = 109,00 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 2 = 250,00 - 2 = 248,00 \text{ м}. \quad (6.53)$$

Из условий устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B = 0,7h = 0,7 \cdot 109 = 76,3 \approx 76,00 \text{ м} \quad (6.54)$$

#### 6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков.

Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 10 + 3 = 13 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $b$  – ширина пролёта водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина разрезного быка.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

#### 6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Принимаются быки округлой формы.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на нём.

#### 6.4.4 Устои

На Усть-Гынымской ГЭС предусмотрены 3 устоя. Два сопрягающие для сопряжения водосливной плотины и грунтовой. Третий раздельный, который отделяет водослив от здания ГЭС.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{др} = 2$  м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}}, \quad (6.56)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{107 \cdot 1,25}{25} = 5,35$$

где  $H_d = 107,00$  м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения (для I класса ГТС);

$I_{кр.т} = 25$  – критический средний градиент напора для бетонной плотины.

Принимается  $a_{др} = 5,35$  м.

#### 6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 20,5 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки  $\nabla_{пол.гал.} = 251,00$  и  $\nabla_{пол.гал.} = 271,50$  м и размеры галерей, соответственно,  $2,5 \times 3,5$  и  $2 \times 2,5$  м.

## 6.5 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: быки и устои, водосбросные пролёты, деформационные швы и их уплотнения, противофильтрационная завеса, дренажи в теле плотины и основания.

### 6.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{64,20 \cdot 1,25}{15} = 5,35 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где  $J_{\text{кр.т}} = 15$  – критический градиент напора в завесе;

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

$\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяется по формуле:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 107,00 - 42,80 = 64,20 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где  $H_{as}$  – напор на цем. завесе, принимают:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 107 = 42,80 \text{ м}, \quad (6.59)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = (0,05 \div 0,1) \cdot 73,00 = (3,65 \div 7,3) \text{ м}. \quad (6.60)$$

Принято значение из интервала:  $l_3 = 5 \text{ м}$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 105,84 = 52,92 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где  $H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 357,00 - 251,16 = 105,84 \text{ м}$ .

### 6.5.2 Дренажные устройства в основании

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

Дренаж выполняют в виде вертикальных или наклонных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Глубину скважин принимают равной:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 52,92 = 26,46 \text{ м} \quad (6.62)$$

Расстояние от оси цементационной завесы до оси дренажа, принято 8 м.



## 6.6 Фильтрационные расчёты подземного контура

Расчёты проводят для основного расчётного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla$ НПУ, нижнего бьефа  $\nabla$ УНБ<sub>min</sub>.

Проведём фильтрационный расчёт плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (I класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.63)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (6.64)$$

где  $H_{as} = 42,80$  м – напор на цем. завесе;

$H_{dr}$  – напор на дренаже.

Напор на дренаже:

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 107,00 = 21,40 \text{ м.} \quad (6.65)$$

## 6.7 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

### 6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равным  $\nabla$ НПУ, а в нижнем бьефе  $\nabla$ УНБ<sub>min</sub>.

### 6.7.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{пл}$  и  $G_б$  определяются в программе AutoCAD:  $S_{пл} = 4108,29 \text{ м}^2$ ,  $S_б = 4709,25 \text{ м}^2$ .

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{4108,29 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2800}{10 + 3} = 86805,01 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_б$  – толщина быка;

$\rho_б$  – плотность бетона.

Вес быка и точку его Приложение определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{4709,25 \cdot 3 \cdot 2800 \cdot 9,81}{10 + 3} = 29850,85 \text{ кН/м} \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.68)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (359,00 - 347,00 + 0,5) \cdot 10 = \\ &= 125 \text{ м}^2 \end{aligned} \quad (6.69)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 125 \cdot \sqrt{125} \cdot 9,81 = 754,04 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{754,04}{10+3} = 58 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

### 6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 109^2}{2} = 58276,31 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 357,00 - 248,00 = 109,00 \text{ м}$ .

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,16^2}{2} = 48,98 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 251,16 - 248,00 = 3,16 \text{ м}$ .

### 6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,16 = 31 \text{ кН} \quad (6.73)$$

где  $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 251,16 - 248,00 = 3,16 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 806,36 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 7910,39 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где  $S_{\text{эп}} = 806,36 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

Сила взвешивающего давления для поверочного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 870,96 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 8544,12 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

где  $S_{\text{эп}} = 870,96 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

### 6.7.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в п. 5. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1543,35 = 15140,26 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

где  $S_{\text{эп}} = 1543,35 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Поверочный случай:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1541,23 = 15119,47 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где  $S_{\text{эп}} = 1541,23 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

### 6.7.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \left( \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) \right) = 9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \left( \frac{20}{2} \right) \right) = \\ &= 8,82 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.78)$$

где  $\gamma_{\text{н}} = 9 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, принимаем  $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{2 \cdot 8,82}{2} = 8,82 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p'_{гр} = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.80)$$

где  $\varphi_{гр} = 45,9^\circ$ ;  $c = 150$  кПа.

$$p'_{гр} = 9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45,9}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left( 45 - \frac{45,9}{2} \right) = -118,74 \text{ кН/м}^2$$

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

$$p''_{гр} = \left( \gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} \right) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.81)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25 - (1 - 0,5) \cdot 1000 = 20,11 \text{ кН/м}^3, \quad (6.82)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта основания,

$$\gamma_{гр} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3};$$

$n_0 = 0,5$  – пористость сухого грунта;

$h_{гр} = 2$  м – толщина слоя грунта;

$\varphi_{гр} = 45,9^\circ$  – угол внутреннего трения грунта;

$\gamma_w$  – удельный вес воды.

Таким образом:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (9 \cdot 2 + 20,11 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45,9}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left( 45 - \frac{45,9}{2} \right) = \\ &= -112,13 \text{ кН/м}^3 \end{aligned}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-118,74 - 112,13}{2} \cdot 2 = -230,87 \text{ кН} \quad (6.83)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

### 6.7.7 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.84)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,86 \cdot \left( \frac{20,10}{3,14} + \frac{0,54}{2} \right) = 61046,63 \text{ кН/м}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ой обеспеченности;  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,86^2}{20,10} = 0,54 \text{ м} \quad (6.85)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{20,10}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,86 = 2,50 \text{ м} \quad (6.86)$$

### 6.7.8 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности нагрузке  $\gamma_f$ . В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину.

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{в}}$	1,0	→	58276,31	36,3	2115429,87	60434,51	37,00	2236076,69
$T_{\text{н}}$	1,0	←	48,98	-1,05	-51,43	606,81	-3,82	-2318,01
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	29850,85	-13,15	-322911,73	29850,85	-13,15	-372911,73
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	86805,01	-12,91	-1064620	86805,01	-12,91	-1064620
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	7910,39	0	0	8544,12	0	0
$W_{\text{ф}}$	1,0	↑	15140,26	17,1	258898,51	15119,47	17,88	270354,20
$E_{\text{н}}$	1,2	→	8,82	2,67	28,27	8,82	2,67	28,27
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	61,05	106,55	6504,52	61,05	106,55	6504,52
$q_{\text{з}}$	0,9	↓	58	-34,29	-1790,04	58	-34,29	-1790,04
			$\Sigma \downarrow \uparrow$					
			139764,52			140377,44		
			941487,95			1071323,88		

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{139764,52}{76} + \frac{6 \cdot 941487,95}{76,00^2} = -861,01 \text{ кН/м}^2 \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = -861,01 \cdot 0^2 - 9,79 \cdot 109,00 \cdot (1 - 0^2) = -1067,11 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_w = 9,79 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 357,00 - 248,00 = 109,00 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$ , где  $\alpha_1 = 0^\circ$  – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,79 \cdot 109,00 + (-861,01)) \cdot 0 = 0 \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = -861,01 \cdot (1 + 0^2) + 9,79 \cdot 109,00 \cdot 0^2 = -861,01 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,79 \cdot 109,00 = -1067,11 \text{ кН/м}^2; \quad (6.91)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{139764,52}{76,00} - \frac{6 \cdot 941487,95}{76,00^2} = -2817,01 \text{ кН/м}^2 \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = -2817,01 \cdot 1,43^2 - 9,79 \cdot 3,16 \cdot (1 - 1,43^2) = -5713,42 \text{ кН/м}^2,$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 251,16 - 248,00 = 3,16 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 55^\circ = 1,43, \quad (6.94)$$

где  $\alpha_2 = 55^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.95)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,79 \cdot 3,16 - 2817,01) \cdot 1,43 = 3978,92 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = -2817,01 \cdot (1 + 1,43^2) + 9,79 \cdot 3,16 \cdot 1,43^2 = -8499,49 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -9,79 \cdot 3,16 = -30,94 \text{ кН/м}^2,$$

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

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

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-861,01	-2817,01
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-1067,11	-5713,42
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	3978,92
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-861,01	-30,94
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-1067,11	-8499,49

## 6.8 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.98)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$R_b = 2800$  кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условия работы.

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-1067,11| \leq 0,95 \cdot 2800$$

$$1333,89 \leq 2660$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.99)$$

$$-861,01 \text{ кПа} < 0$$

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.100)$$

861,01 кПа  $\geq$  266,78 кПа

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.8.1 Обоснование устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.101)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

$F$  – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega \quad (6.102)$$

$$R = (86805,01 + 29850,85 + 58 - 15140,26 - 7910,39) \cdot \operatorname{tg} 45,9^\circ + 0 \cdot 0,95 + 76,00 \cdot 150 = 86330,56 \text{ кН}$$

$$\omega = B_n \cdot 1 = 76,00$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав} \quad (6.103)$$

$$F = 58276,31 - 48,98 + 61,05 + 8,82 + 0 = 58297,20 \text{ кН}$$

$$\frac{86330,56 \cdot 0,95}{58297,20 \cdot 1,0} = 1,40 \geq 1,25$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## 7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Усть-Гынымского ГУ

### 7.1 Общие сведения о районе строительства

В районе расположения гидроузла климат резко континентальный, с холодной, длинной зимой и коротким достаточно тёплым летом. Длительность безморозного периода в среднем составляет 151 день в году.

Территория района находится в зоне рискованного земледелия. Осадков выпадает втрое больше.

Зима умеренно холодная, с небольшими колебаниями температуры от месяца к месяцу. С декабря по февраль оттепели исключены. Средняя температура января  $-35^\circ\text{C}$ , июля  $+34,4^\circ\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков



на равнинной территории области в среднем за год выпадает 935 мм осадков, в горах — свыше 1000 мм.

Мутность воды меньше 25 г/м<sup>3</sup>. Минерализация воды составляет 20-50 мг/л (в половодье) и около 200 мг/л (в период зимней межени). Вода по химическому составу относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе.

Основными притоками реки являются: Ломам (212 км.), Сеймжа (167 км.), Муус-Енное (180 км.), Илии (92 км.).

В Алданском районе особо охраняемые территории со статусом ресурсных резервов (Эркэй Сирдэр) включают в себя 28,44% площади района: Верхнее – Амгинский государственный заказник республиканского значения, местности Мундруучу, Улахан – тала, Гыным, Гонам, Джанда районного значения, Суннагино – Силиглинский заказник. На этих территориях разрешается традиционное природопользование и хозяйственная деятельность коренных и малочисленных народов Севера – оленеводство.

Основной целью создания особо охраняемых территорий является — сохранение большинства редких видов животных и растений, их биологического изучения, восстановления численности. Это одна из возможностей спасти разнообразие фауны и флоры и предохранить природные экосистемы от деградации.

Реки района в верховьях обладают быстрым течением, изобилуют перекатами и порогами. Ниже по течению их характер становится мягче. Крупные реки: Алдан, Унгра, Тимптон. Гонам, Учур, Амга по проходимости относятся к III и IV категории сложности. Судоходный участок реки Алдан составляет 1 763 км. Долины рек практически безлюдны и слабо освоены.

Тайга составляет большую часть Алданской земли. Растительный мир богат ягодами (брусника, голубика, черника, смородина 7 видов), грибами, встречается не меньше 40 видов лекарственных растений.

На территории района обитают различные виды животных: осторожный дикий северный олень, повсеместно можно встретить красивого, гордого животного – лося. Шестьдесят процентов площади района населяет изюбр. Очень осторожный зверь со строго симметричными рогами, идеальным слухом и зрением, прижился и расселился на Алданской земле. Высокое качество рогов, как трофеев, огромная стоимость пантов, отличные вкусовые качества мяса делают этот вид объектом повышенного внимания охотников. Поэтому добыча изюбра не должна превышать 200 голов ежегодно. По долинам Алдана, Учюра, Тимптона, Амге, большим и малым рекам района сосредоточен ареал кабарги. Зверь экзотический, интересный для охотника, особенно зарубежного. На высокогорных безлюдных участках Алдано — Учурского хребта обитает снежный баран. Численность толсторога остается под вопросом. Успешно акклиматизировалась на территории района американская норка на реках Сеймдже, Селигдар, Якокит, Томмот. Встречаются россомаха, реже ласка, колонок, лисица, рысь. Значительно увеличилась численность бурых

медведей, волков. Предметом массовой добычи являются соболь, белка, горностаи.

Юго-восточная часть Алданского района богата белой и тундряной куропатками, там же обитает дикуша, занесенная в Красную книгу.

В Алданских реках обитают таймень, тугун, елец, щука, ленок, сиг. В горных реках – хариус, валец. В озерах водится золотистый и серебристый карась.

В предверии начала этапов строительства Усть-Гынымского ГУ не наблюдается негативного воздействия человека, а также каких-либо источников загрязнения. Поэтому в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Гыным необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Усть-Гынымской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции, что приведет к некоторым изменениям климата в районе ее возведения.

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

При строительстве Усть-Гынымского ГУ выполняются следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- Отсыпка перемычек;
- Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- Подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- Образование и обращение с отходами;

— Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

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 реки Гыным в нижнем бьефе Усть-Гынымского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

- Очистка территории от остатков строений и мусора;
- Вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- Санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- Засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

— 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 2 м.

#### **7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.**

Организационные мероприятия:

— 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.

Санитарно-технические мероприятия:

- 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 водоохраной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

## 7.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (1775519 м<sup>3</sup>);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%);

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,8$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1775519 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,8 = 89487 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, т (804 т);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{803 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 4,02 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 89487 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4,02 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

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

В период эксплуатации Усть-Гынымского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

- Регулирование водным режимом водотока;

- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

## **8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Усть-Гынымской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и на основании акта обследования состояния ГТС составляется декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **8.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Усть-Гынымской ГЭС**

#### **8.2.1 Общие положения**

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода-изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система;

- Управления охраной труда. Общие требования»;
- Положения о СУОТ»;
- РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для Энергетических предприятий»;
- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

### **8.2.2 Требования по охране труда и противопожарной безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Усть-Гынымской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет задачи:

- Осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- Осуществлять технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- Организовывать работы по охране труда;
- Осуществлять контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- Организовывать и координировать природоохранную деятельность.

Все работники станции при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно–правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);
- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;



- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 №903н;
- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

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

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работников, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли, сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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

Электроустановки Усть-Гынымской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может быть возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании ГЭС и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большими токами замыкания на землю необходимо выполнять мероприятия:

- Вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание

потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

— Все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

— Должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

— Вокруг зданий следует устраивать асфальтирование отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна обеспечиваться термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны так, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400 °С).

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

### **8.2.3 Объекты водяного пожаротушения на Усть-Гынымской ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

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.

#### **8.2.4 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 вентилялей.

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.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

## 9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4575	4575	4575	4575	4575
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1098000	1098000	1098000	1098000	1098000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	10980	10980	10980	10980	10980
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1087020	1087020	1087020	1087020	1087020
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1206,00	1235,00	1262,00	1289,00	1318,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	109,25	111,87	114,32	116,76	119,39
НДС к выручке	млн.руб	16,66	17,07	17,44	17,81	18,21

### 9.2 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 ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «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 и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	61,25
Прочие	274,0	65,76
Итого по ГЭС		127,01

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	32,49
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	2,27
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,66
Итого		35,43

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	142,76	239,85	299,96	360,83	360,83
Расходы на страхование, млн.руб.	24,27	39,53	53,61	64,64	61,00
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	127,01	127,01	127,01	127,01	127,01
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,49	3,73	5,21	6,49	6,49
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	35,43	35,43	35,43	35,43	35,43
Налог на воду, млн.руб.	9,12	9,95	9,95	9,95	9,95
Итого, млн.руб.	340,07	455,51	531,16	604,35	600,72

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.

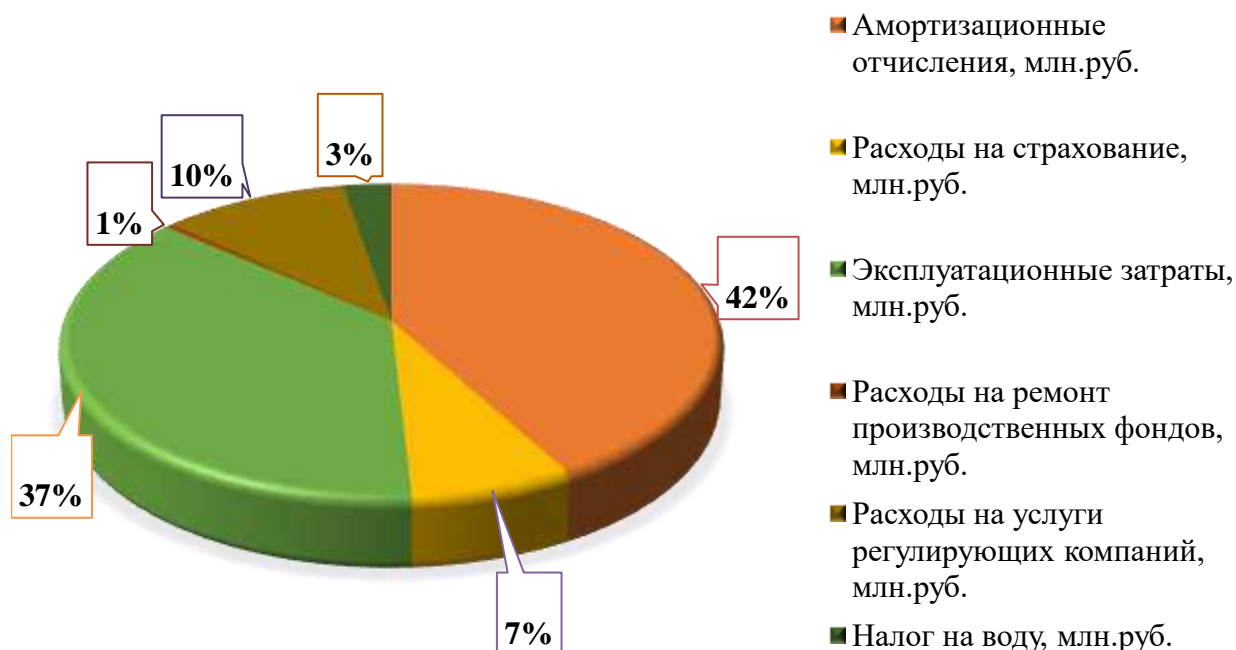


Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 9.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 9.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (42 %), следом идут эксплуатационные затраты (37 %) и расходы на страхование (10 %).

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	351,08	341,82	356,69	368,17	373,56
НДС, млн.руб.	80,38	161,45	469,91	479,80	285,47
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	18,37	15,67	12,70	12,70	12,70
Налог на имущество, млн.руб.	109,64	146,08	135,46	127,52	130,14
Итого, млн.руб.	559,46	665,02	974,76	988,20	801,89

#### 9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	2151,7	2203,1	2255,0	2302,7	2353,8
Текущие расходы, млн.руб.	340,1	455,5	531,2	604,4	600,7
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2141,7	2193,2	2245,1	2292,7	2343,9
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1860,7	1783,9	1744,0	1719,6	1789,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	261,5	356,8	348,8	343,9	357,9
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1599,2	1427,1	1395,2	1375,6	1431,7
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, текущие расходы уменьшаются, ставка налога на прибыль остается неизменной.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло. Изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 9.2.



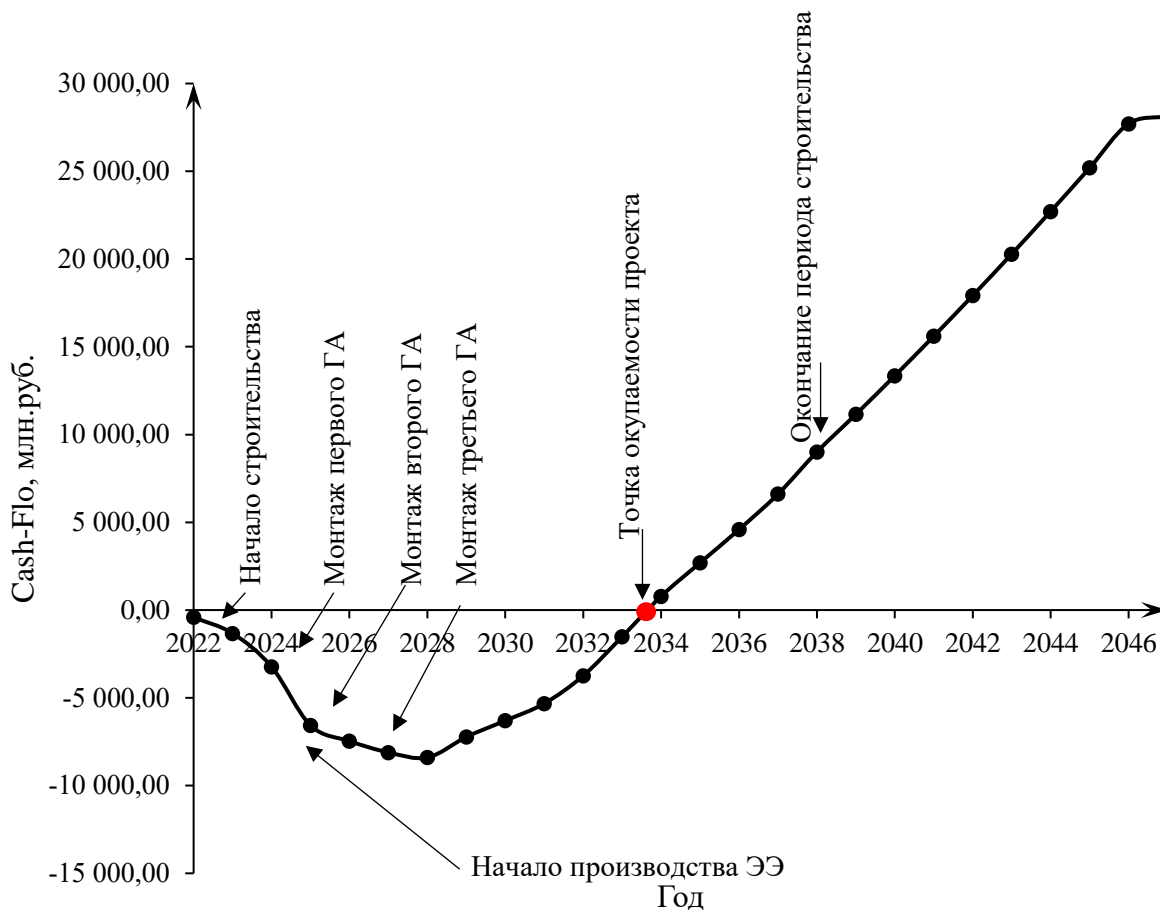


Рисунок 9.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту, с начала его реализации наблюдается отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2028 года. С начала производства электроэнергии денежный поток не переходит в положительное направление, как это ожидалось, поскольку затраты превышают доходы. Начиная с 2029 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2034 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## 9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно Единых сценарных условий.

### 9.5.1 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 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Усть-Гынымской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Расчеты производятся по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

2) Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Усть-Гынымской ГЭС на реке Гыным»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - PV, мес	150
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	546,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,09
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,46
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб/кВт	75098,5

### 9.5.3 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 9.9.

Строительство Усть-Гынымской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	18,4	18,4	254,3	375,9	449,8
В региональный бюджет, млн.руб	0,1	1,2	45,6	65,4	109,6
Итого налоговых поступлений, млн.руб	18,4	19,6	299,9	441,4	559,5

### 9.6 Анализ чувствительности

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

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

- а) Цена сбыта;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Объем инвестиций.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 9.3 представлено изменение NPV в зависимости от увеличения цены сбыта.

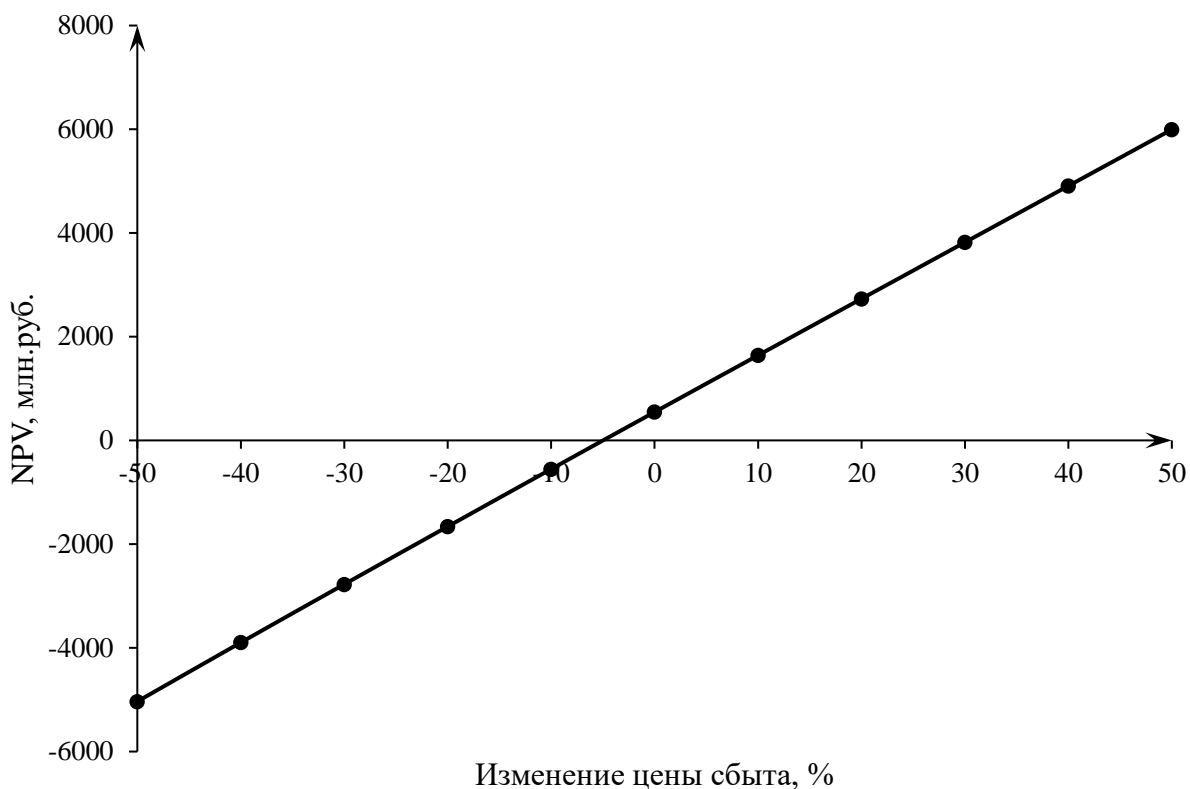


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

По представленному выше графику видно, что при увеличении цены сбыта, увеличивается NPV, следовательно, прослеживается прямая зависимость между ценой сбыта и показателя NPV.

На рисунке 9.4 представлено изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

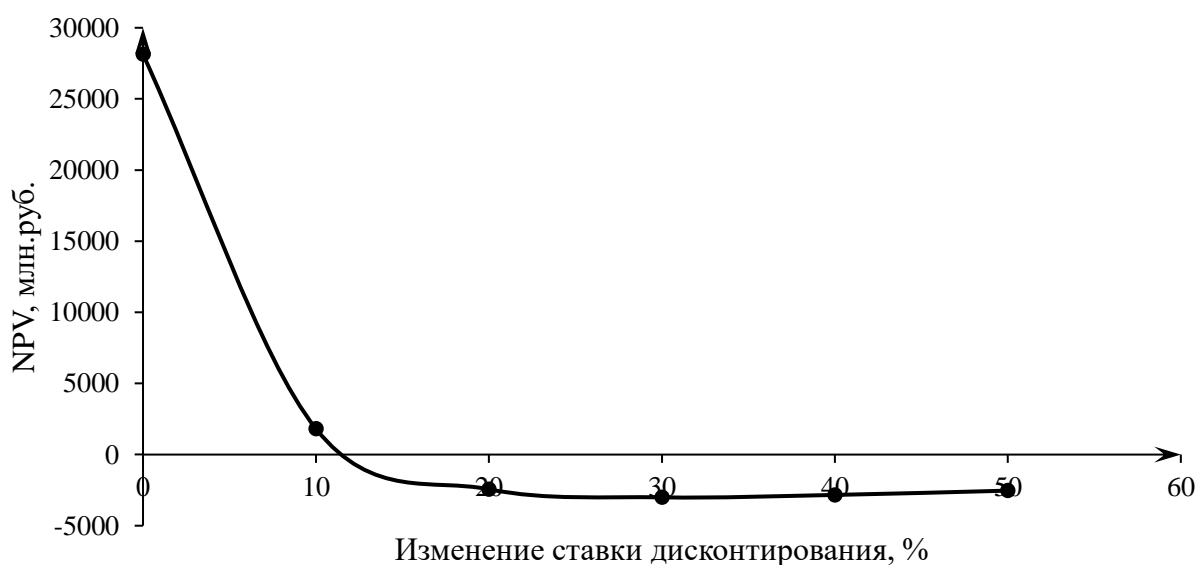


Рисунок 9.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По представленному графику выше можно сказать, что чистый приведенный доход зависит от ставки дисконтирования. При увеличении ставки дисконтирования, чистый приведенный доход будет уменьшаться.

На рисунке 9.5 представлено изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов.

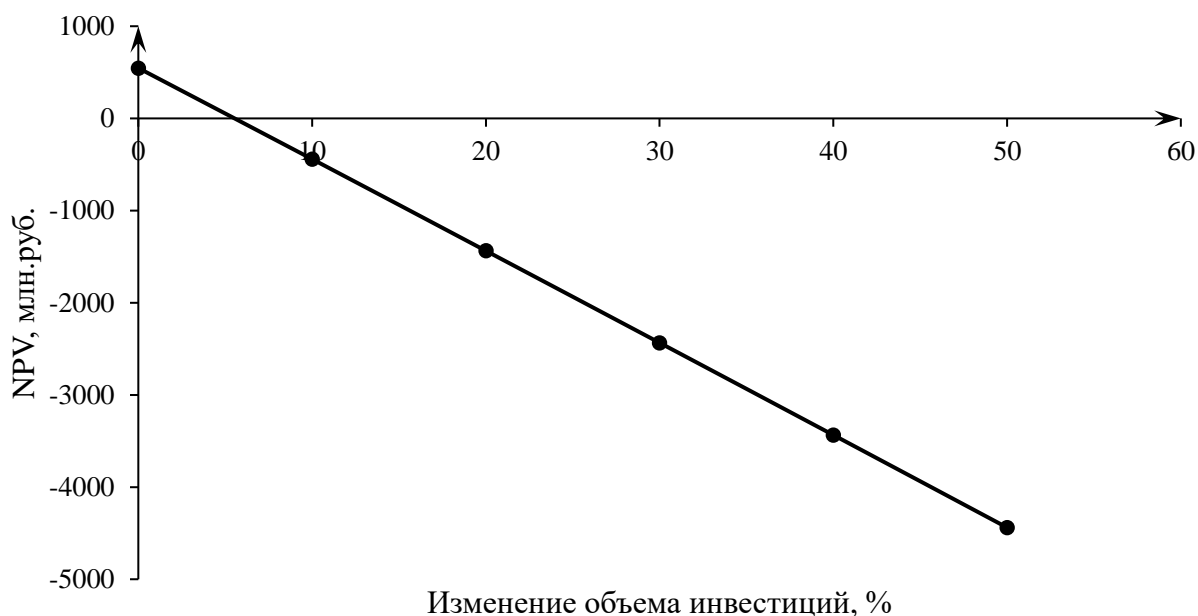


Рисунок 9.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

По представленному графику выше можно сказать, что увеличение объемов инвестиций влечёт за собой уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение цены сбыта;
- 2) Увеличение ставки дисконтирования;
- 3) Увеличение объемов инвестиций.

## 10 Система осушения проточной части турбин

### 10.1 Варианты схем осушения проточной части турбин

В зависимости от типа ГЭС и количества агрегатов применяются групповые и централизованные системы откачки воды.

Для системы откачки воды должны быть предусмотрены водоприемные емкости и помещения для насосных установок.

Оборудование системы откачки воды из проточной части гидромашин и дренажных колодцев размещается в зависимости от конструкции подводной части здания электростанции и числа агрегатов. В зданиях с числом агрегатов менее четырех, имеющих скальное основание, в качестве водоприемных

емкостей могут предусматриваться горизонтальные трубы большого диаметра или колодцы, также расположенные ниже дна отсасывающей трубы.

Существует пять схем осушения проточной части турбин, применяемых на гидроэлектростанциях разной мощности с различным числом агрегатов:

1. Осушение с индивидуальными насосами;
2. Осушение с центральной насосной;
3. Откачка переносным насосом;
4. Осушение со сливной галереей (мокрой потерной) и общей насосной;
5. Осушение со сборным коллектором и общей емкостью.

### 10.1.1 Осушение с индивидуальными насосами

На ГЭС небольшой мощности и небольшим числом агрегатов допустимо применение схемы с индивидуальными насосами, представленной на рисунке 10.1, где на каждую турбину устанавливается индивидуальный насос.

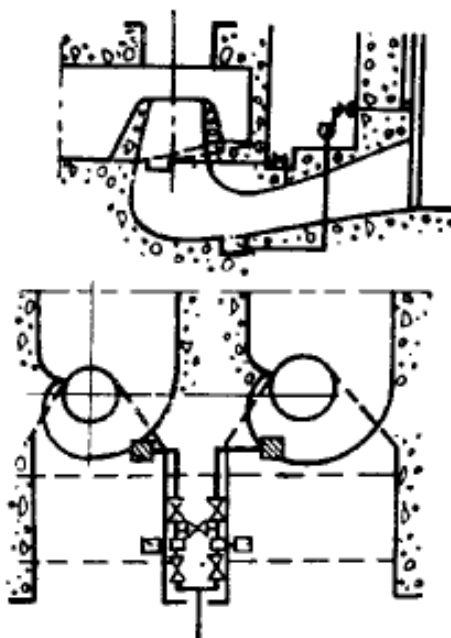


Рисунок 10.1 – Схема осушения с индивидуальными насосами

Такая схема требует большого числа насосов с достаточно высокой производительностью, а также исключает возможность резервирования средств откачки, что является ее главным недостатком.

### 10.1.2 Осушение с центральной насосной

На рисунке 10.2 представлена схема осушения с центральной насосной. Отличие этой системы от системы с одним насосом в том, что выполняется централизация насосного оборудования, т.е. насосы, необходимые для откачки воды из проточной части устанавливаются в одном помещении, чем обеспечивается резервирование насосов:

- а) применение при откачке не одного насоса, а нескольких;
- б) при выходе из строя или выводе в ремонт одного насоса возможен ввод в работу другого.

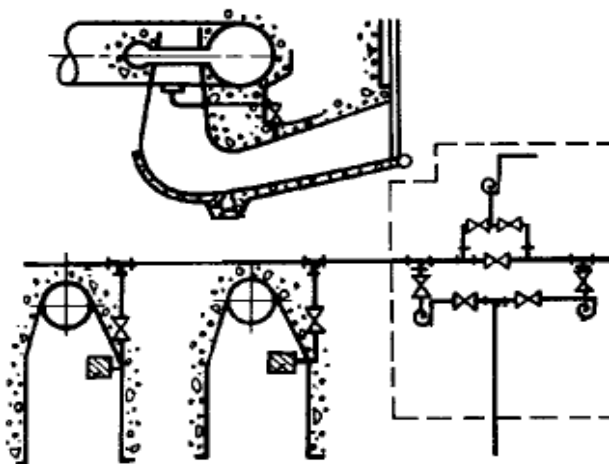


Рисунок 10.2 – Схема осушения с центральной насосной

Недостатком этой системы является вероятность выхода из строя коллектора, объединяющего проточные части агрегатов, например, при засорении. Эта система нашла применение также на небольших ГЭС.

### 10.1.3 Откачка переносным насосом

Эта схема, представленная на рисунке 10.3, также применима на небольших ГЭС с небольшими объемами проточной части и объемами откачиваемой воды и является системой резервирования схем с одним насосом или с централизованной насосной.

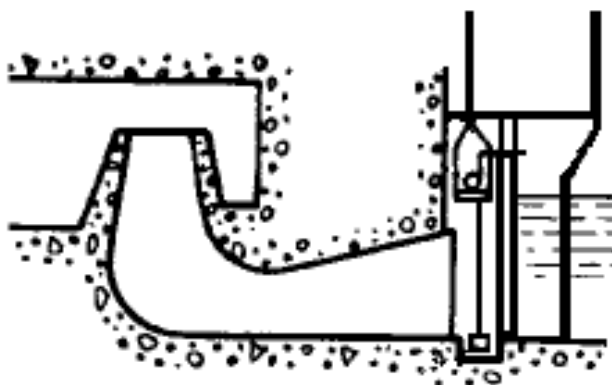


Рисунок 10.3 – Схема осушения с помощью переносного насоса

Недостатком этой системы является то, что она применяется на агрегатах небольшого размера и при небольшом их количестве.

#### 10.1.4 Осушение со сливной галереей («мокрой» потерной) и общей насосной

Схема осушения со сливной галереей и общей насосной представлена на рисунке 10.4. Эта система характеризуется наличием «мокрой» потерны, которая представляет собой проходящий через весь машинный зал приемный коллектор, проложенный в бетонном массиве здания ГЭС на его нижних отметках, с помощью которого происходит подвод воды из осушаемого агрегата.

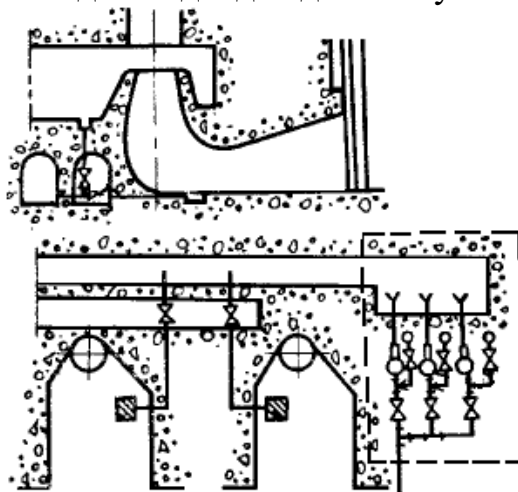


Рисунок 10.4 – Схема осушения со сливной галереей и общей насосной

#### 10.1.5 Осушение со сборным коллектором и общей емкостью

Данная система, представленная на рисунке 10.5, является аналогом системы со сливной галереей и общей насосной, только в этой системе вместо сливной галереи («мокрой» потерны) имеется проходной приемный коллектор.

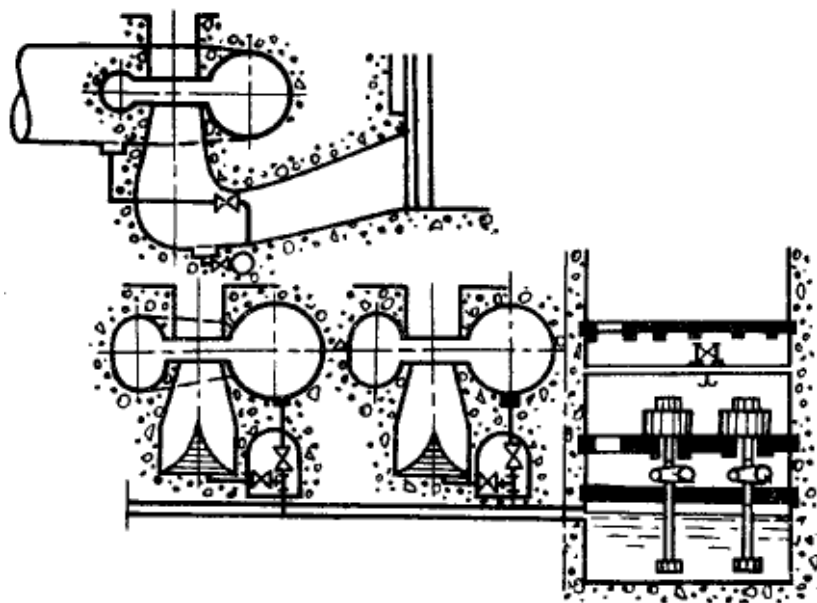


Рисунок 10.5 – Схема осушения со сборным коллектором и общей емкостью



## **10.2 Разработка схемы и выбор оборудования**

Для проектируемой Усть-Гынымской ГЭС была рассмотрена и разработана схема осушения со сливной галерей и общей насосной, предусматривающая наличие приемного коллектора, проходящего через весь машинный зал до монтажной площадки в бетонном массиве здания ГЭС на его нижних отметках. Напорные отводящие линии от насосов обычно выводятся в нижний бьеф.

Система проектируется таким образом, чтобы длительность откачки составляла 4 – 8 ч.

### **10.2.1 Исходные данные для проектирования**

Исходными данными для проектирования являются:

- а) Откачиваемый объем воды из проточной части турбин – 650 м<sup>3</sup>. Для определения объема воды, подлежащего откачке из проточной части, была построена модель турбины в 3D программе;
- б) Расчетный приток через уплотнения затворов – 35 м<sup>3</sup>/час.
- в) Нормативное время откачки – не более 6 часов;
- г) Откачку проточной части осуществлять всеми существующими насосами.
- д) Должен быть резервный насос

Исходя из предварительных данных, осуществляется предварительный выбор насоса на 100 м<sup>3</sup>/час. Напор насоса выбирается примерно исходя из геометрических потерь и эмпирической прибавки (динамические потери).

### **10.2.2 Гидравлические расчеты системы осушения**

Расчет состоит из двух частей:

- 1) Статических (геометрических) потерь. Зависит от отметок;
- 2) Динамических потерь. Зависит от квадрата скорости.

Расчет представляет из себя итеративный процесс. В начале которого задается диаметр трубопровода и диаметр патрубков насоса, которые уточняются в процессе расчета.

Для установившегося режима работы системы должны быть выдержаны балансы подачи и напоров источника водоснабжения.

Характеристика источников водоснабжения определяется для самотечной системы располагаемым давлением (напором), т.е. разностью уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС и их колебаниями; для насосной и эжекторной систем – характеристиками насосов или эжекторов и колебаниями уровня в водоемах.

Характеристика сети определяется зависимостью гидравлического сопротивления (потерь давления) от подачи воды, необходимой для работы

каждого из потребителей. При данной подаче необходимое давление в системе определяется разностью значений удельной энергии в начале и конце сети и потерями энергии на преодоление сопротивления по пути движения воды от поверхности водозабора до поверхности выброса отработанной воды.

Гидравлическое сопротивление сети, как известно из законов гидравлики, пропорционально квадрату скорости, а значит, и квадрату подачи.

$$h = \zeta \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (10.1)$$

где  $h$  – гидравлическое сопротивление, м.в.ст.;  
 $\zeta$  – безразмерный коэффициент сопротивления;  
 $v$  – скорость воды, м/с;  
 $g = 9,81$  – уравнение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Коэффициент сопротивления по длине трубопровода в зависимости от его внутреннего диаметра можно ориентировочно определить по формуле:

$$\zeta_l = k \cdot \frac{L}{d}, \quad (10.2)$$

где  $k$  – опытный коэффициент;  
 $d$  – внутренний диаметр трубы, м;  
 $L$  – длина трубы, м.

Для расчета падения напора на местных сопротивлениях в формулу (10.1) необходимо подставлять соответствующие  $\zeta_m$ . Которые можно брать из табличных данных, либо рассчитывая по формулам.

Для упрощения гидравлического расчета динамических потерь для двух участков схемы, показанных на рисунке 10.6, он представляется в виде таблицы 10.1.

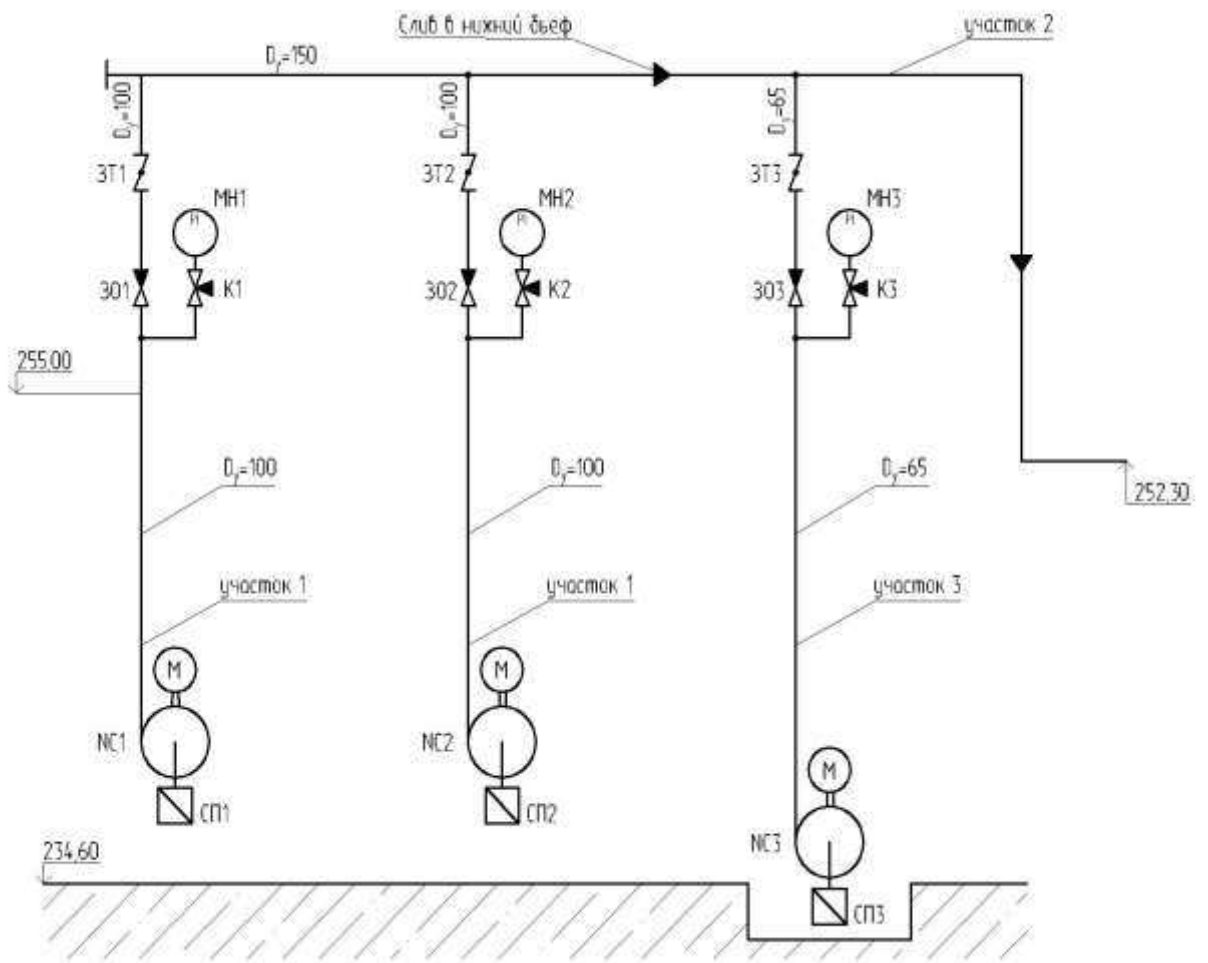


Рисунок 10.6 – Расчетная схема

Таблица 10.1 – Гидравлический расчет потерь

Диаметр трубопровода d, мм	Расход Q, м <sup>3</sup> /час	Расход Q, м <sup>3</sup> /сек	Скорость v, м/сек	Длина трубопровода L, м	Коэффициенты местных сопротивлений и сопротивлений по длине трубопровода				$\Sigma \zeta$	$\frac{v^2}{2g}$ , м	$\Delta h = \Sigma \zeta \cdot \frac{v^2}{2g}$ , м
					Затвор	Обр.клапан	Выход из трубы $\xi = 1,0$	$\zeta = L$			
I участок											
Линия насоса											
100	100,00	0,028	3,54	20,00	0,34	1,50	-	4,09	5,93	0,6382	3,78
Коллектор (работа 1-го насоса)											
150	235,00	0,065	3,70	25,00	-	1,50	1,00	3,07	5,57	0,6962	3,88
II участок											
Линия насоса откачки протечек											
65	35,00	0,010	2,93	20,00	0,44	1,50	-	7,06	9,00	0,4380	3,94
Коллектор на откачке протечек											
150	35,00	0,010	0,55	25,00	-	1,50	1,00	3,60	6,10	0,0154	0,09

Потери напора при работе 1-го насоса 100 м<sup>3</sup>/час – 7,95 м ( $\Delta h_1 = \Delta h_{\text{лин.насоса}} + \Delta h_{\text{кол.1-го нас.}} = 3,78 + 3,88 = 7,66$  м);

Строится характеристика системы, которая представляет собой параболу, проходящую через две точки.

Первая точка, когда  $Q = 0$ , а  $H_{ст} = (256,00 - 236,27) - (256,00 - 252,30) = 16,03$  м. (в этой точке динамических потерь нет, т.к.  $Q = 0$ ).

Вторая точка, когда задан желаемый расход  $Q = 100 \frac{м^3}{час}$ , а  $H_{ст} = H_{ст1} + 7,66 = 23,69$  м.

Для вычисления коэффициента параболы (системы)  $H_{ст}$  можно исключить:

$$\lambda = \frac{H_{дин}}{Q^2} = \frac{7,95}{200^2} = 199 \cdot 10^{-6}. \quad (10.3)$$

Все расчеты сводятся в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Расчет характеристики системы

Расход, м <sup>3</sup> /час	В работе 1 насос
0	16,03
10	16,06
20	16,14
30	16,28
40	16,47
50	16,73
60	17,03
70	17,39
80	17,81
90	18,28
100	18,81
110	19,39
120	20,03
130	20,73
140	21,48

### 10.2.3 Подбор оборудования

Были рассмотрены погружные дренажные насосы Иртыш ПД, погружные фекальные насосы Иртыш ПФ завода-изготовителя «Взлёт», дренажные погружные грязевые насосы компании «Grundfos», Flugt и польдерные насосы компании «Wilo», но модели последней для выбранной системы не подошли по параметрам.

Характеристики рассматриваемых насосов взяты из каталогов заводов-изготовителей и занесены в таблицу 10.3, а также нанесены на график, представленный на рисунке 10.7.

Аналогичным образом выполняется и для насосов откачки протечек, но данные вносятся в таблицу 10.4, а график представляется на рисунке 10.8.

Таблица 10.3 – Данные для построения характеристик рассматриваемых насосов

Расход, м <sup>3</sup> /час	Насосы							
	Иртыш ПД 80/160.150-7,5/2	Иртыш ПД 80/125.140-7,5/2	Иртыш ПФ2 100/150.150- 7,5/2	Иртыш ПФ2 100/260.280-11/2	Иртыш ПФ2 125/400-22/6	Иртыш ПФ2 100/310.270-11.4	Иртыш ПФ2 100/310.245- 7,5.4	Иртыш ПФ2 125/315-22/4
0	27,42	24,06	32,84	29,97	25,70	30,05	22,50	23,92
10	27,56	24,36	31,79	29,05	25,64	29,10	22,01	23,74
20	27,52	24,55	30,60	28,15	25,56	28,24	21,24	23,56
30	27,26	24,60	29,25	27,29	25,44	27,37	20,47	23,39
40	26,77	24,51	27,75	26,46	25,29	26,43	19,70	23,22
50	26,01	24,25	26,10	25,66	25,11	25,43	18,90	23,03
60	24,96	23,82	24,29	24,89	24,89	24,41	17,98	22,84
70	23,60	23,20	22,33	24,14	24,64	23,39	16,95	22,64
80	21,89	22,36	20,22	23,43	24,35	22,41	15,84	22,42
90	19,82	21,31	17,96	22,75	24,03	21,44	14,69	22,18
100		20,02	15,54	22,10	23,68		13,42	21,92
110		18,48	12,96	21,48	23,29			21,63
120		16,68		20,88	22,88			21,32
130		14,59		20,32	22,42			20,97
140				19,79	21,94			20,59

Таблица 10.4 – Данные для построения характеристик рассматриваемых насосов откачки протечек

Расход, м <sup>3</sup> /час	Насосы								
	Иртыш ПД 65/125-5,5/2	Иртыш ПД 65/160.148- 5,5/2	Иртыш ПД 65/160.135-4/2	Иртыш ПД 80/160.150- 7,5/2	Иртыш ПФ2 50/200.170- 7,5/2	Иртыш ПФ2 65/155.140-4/2	Иртыш ПФ2 65/250-7,5/4	Иртыш ПФ2 65/250-5,5/4	Иртыш ПФ2 100/150.140- 5,5/2
0	23,02	28,93	23,87	27,45	36,29	27,96	24,97	19,89	28,75
10	23,37	28,33	23,47	27,72	34,66	25,64	24,19	19,00	27,20
20	23,25	27,39	22,63	27,72	32,88	22,93	23,20	18,03	25,42
30	22,65	26,12	21,34	27,45	30,96	20,07	22,16	16,99	23,68
40	21,57	24,53	19,59	26,90	28,89	16,97	21,08	15,90	22,01
50	20,02	22,60	17,40	26,07	26,67	13,57	19,91	14,76	20,35
60	17,99	20,34	14,75	24,97	24,31	10,10	18,61	13,57	18,63
70	15,49		11,65	23,59			17,24		16,83
80	12,51			21,94					14,97

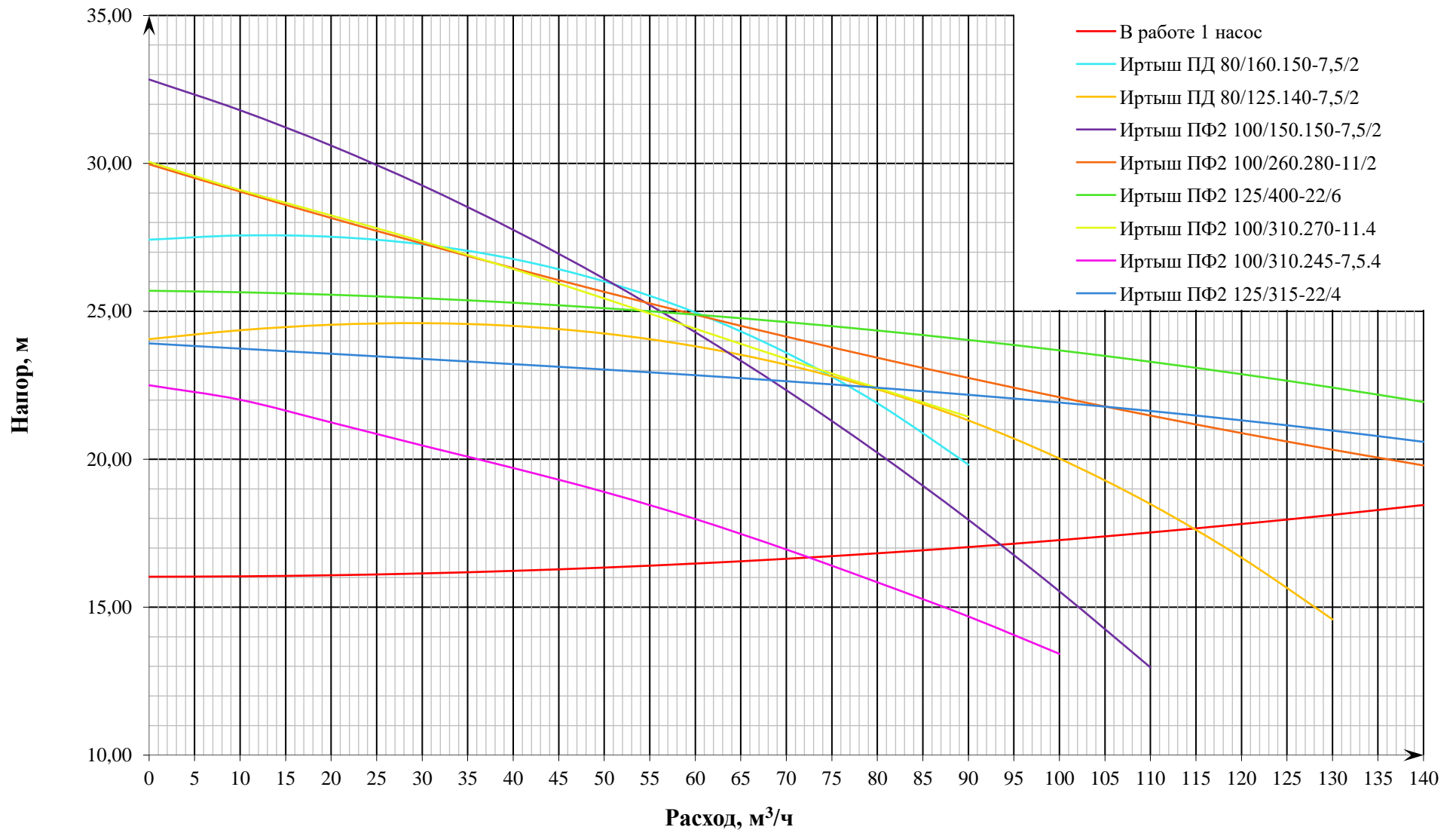


Рисунок 10.7 – Характеристики насосов



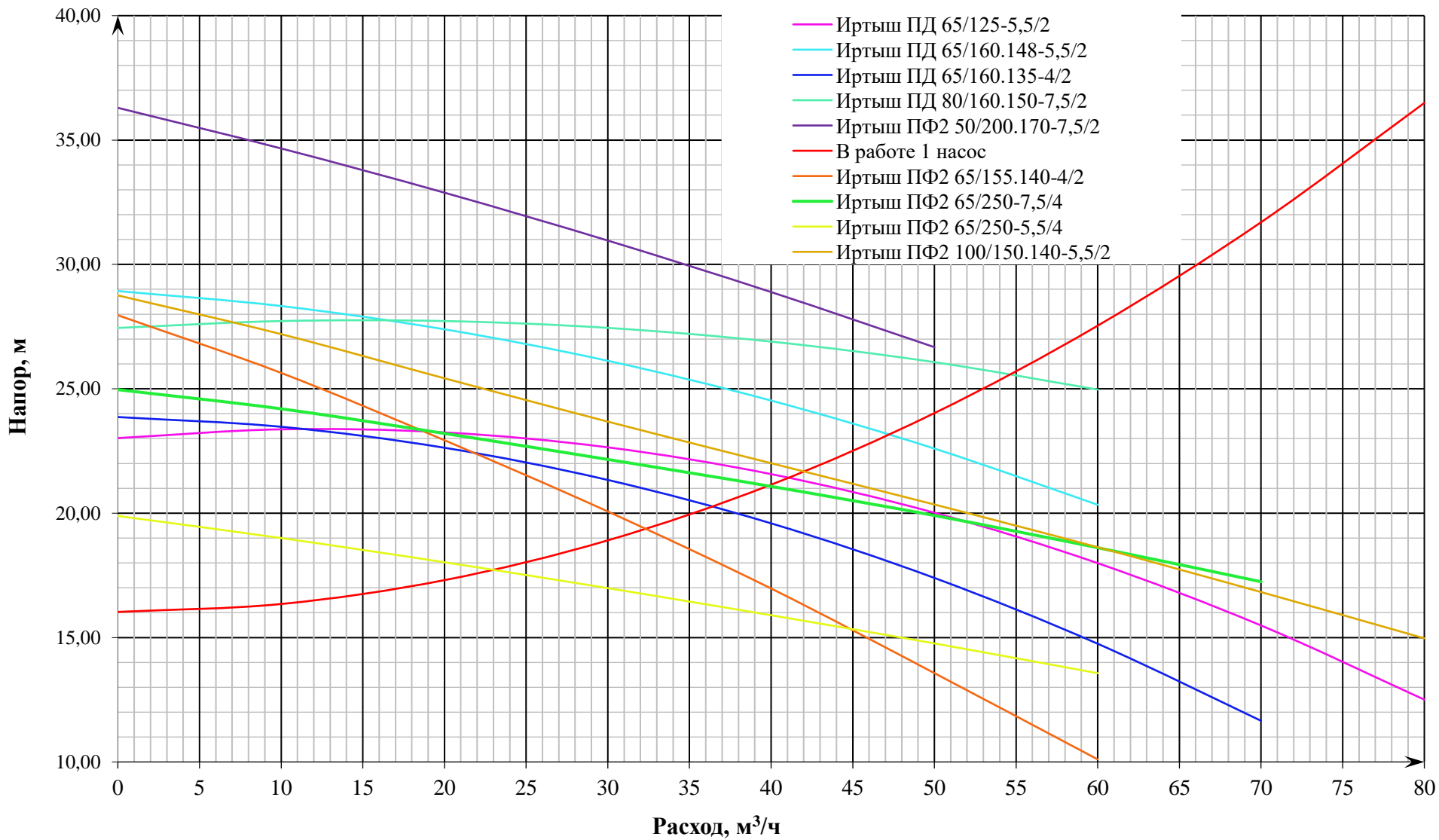


Рисунок 10.8 – Характеристики насосов откачки протечек

## 10.2.4 Окончательный выбор варианта компоновки системы откачки проточного тракта

Исходя из построенных характеристик, окончательно выбирается вариант компоновки системы откачки проточного тракта. Таким образом была выбрана система откачки, когда в работе 3 насоса, тогда для основной системы осушения был выбран погружной фекальный насос Иртыш ПФ2 100/310.245-7.5/4 завода-изготовителя «Взлет».

Для поддержания потерны в сухом состоянии, т.е. для откачки протечек был выбран погружной дренажный насос Иртыш ПД 65/125-5,5/2 также завода-изготовителя «Взлет».

После окончательного выбора оборудования строятся характеристики насосов, представленные на рисунке 10.9 и 10.10.

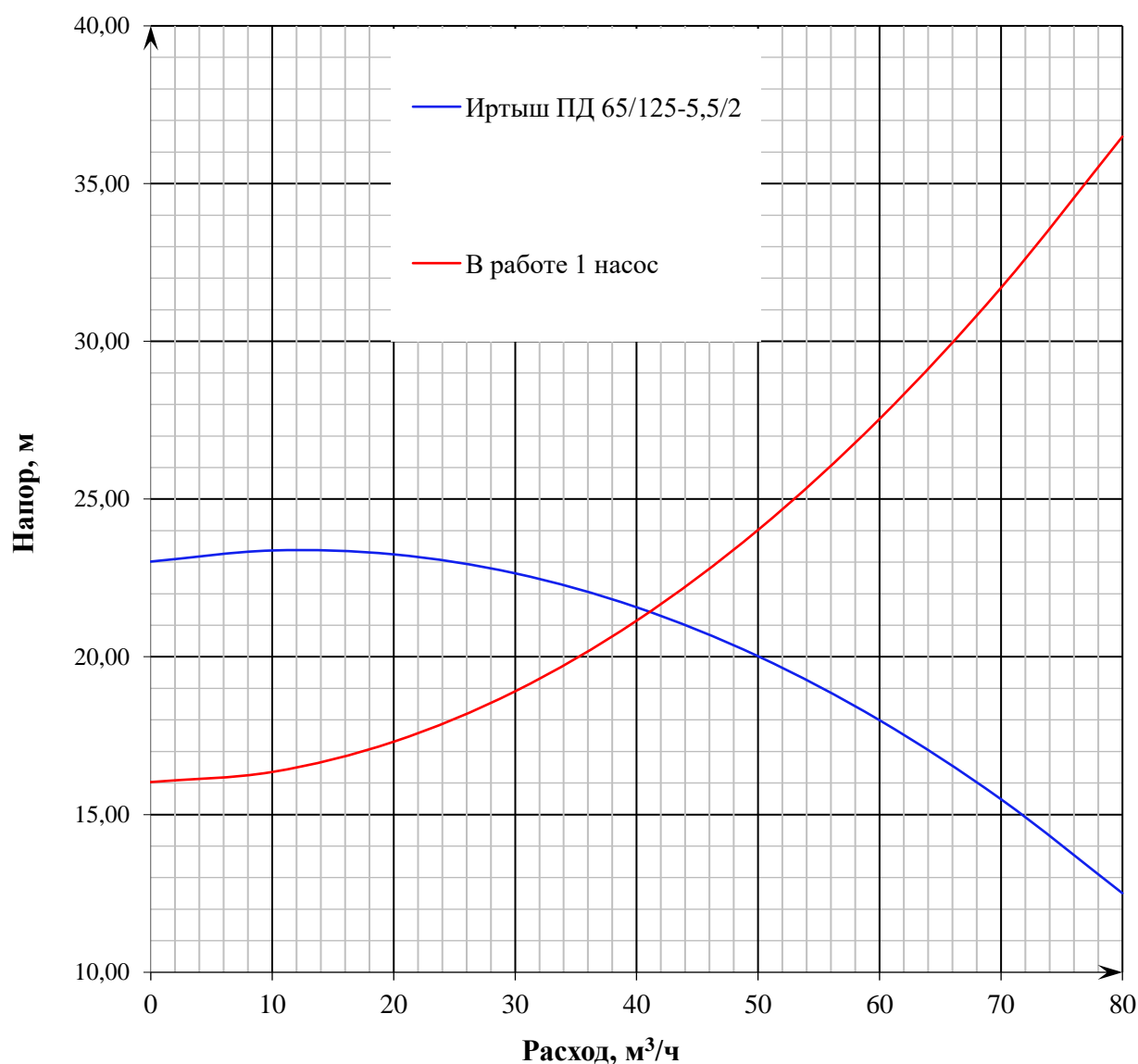


Рисунок 10.9 – График характеристики насоса Иртыш ПД 65/125-5,5/2

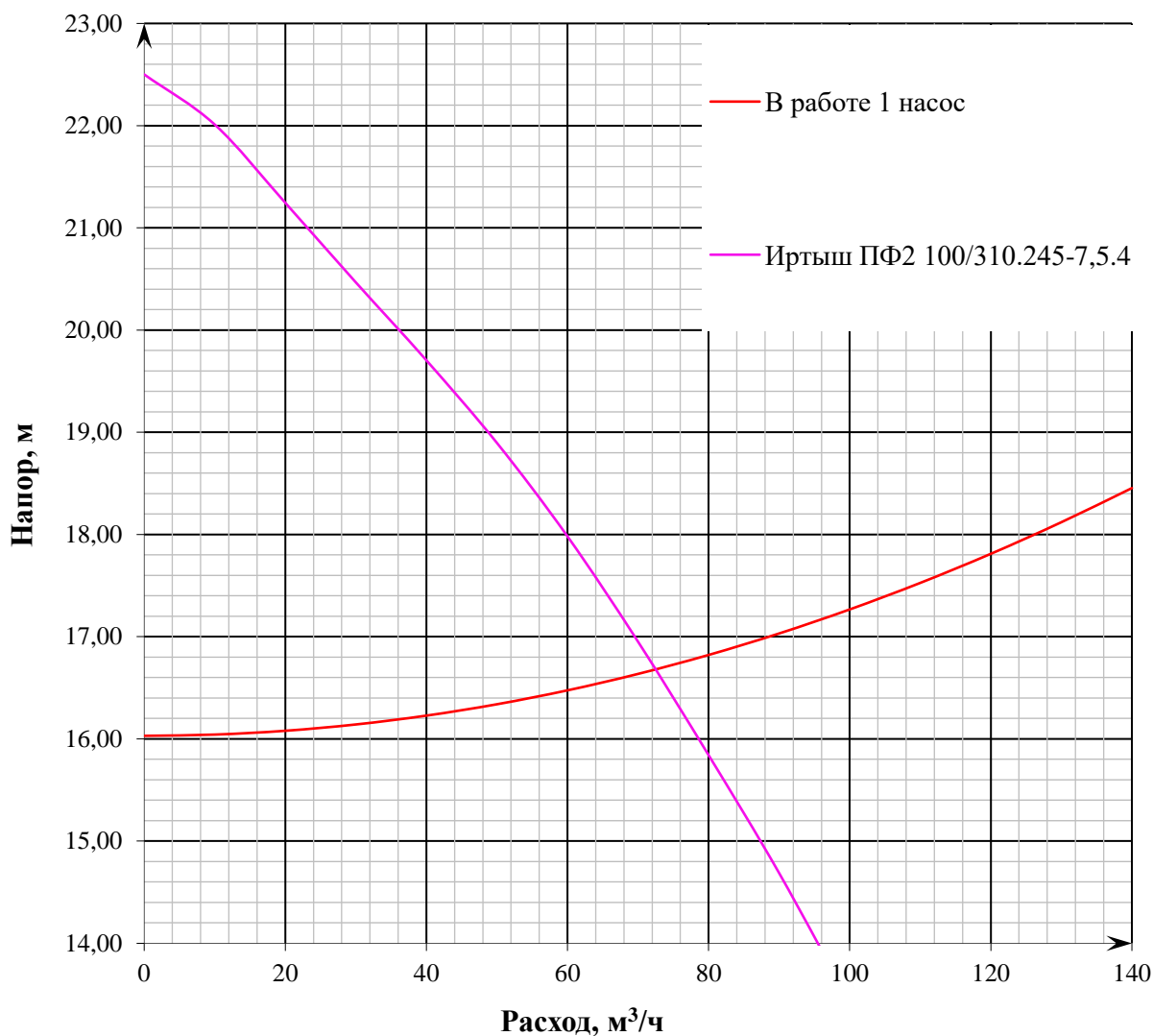


Рисунок 10.10 – График характеристики насоса Иртыш ПФ2 100/310.245-7.5/4

В дальнейшем выбирается диаметр трубопровода для каждого насоса, ориентируясь на каталог завода-изготовителя. Для насоса Иртыш ПФ2 100/310.245-7.5/4 диаметр трубопровода  $D_y = 100$  мм, а для насоса Иртыш ПД 65/125-5,5/2  $D_y = 65$  мм.

Продолжительность осушения проточной части турбины с этими насосами будет следующей:

$$\text{Время насосами: } T_{\text{отк}} = \frac{650}{(2 \cdot 72,5 + 41) - 35} = 4 \text{ часа } 39 \text{ мин.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Усть-Гынымского гидроузла на реке Гыным, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 1291 и 1123 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана примерная установленная мощность, равная 170 МВт и среднесуточная выработка 1,098 млрд. кВт·ч. Далее установленная мощность была уточнена. Она равна 240 МВт.

На третьем этапе 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:

- Максимальный: 104,00 м;
- расчетный: 89,89 м;
- минимальный: 84,41 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛД115-В45° и РО115-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО115-В-315.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 230,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС 710/180-26 с номинальной активной мощностью 80 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). КРУЭ 220 кВ - "две рабочие системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-3000/13,8/6 УЗ, для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС - 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- Левобережная глухая каменно-набросная плотина – 370,50 м;
- Станционная бетонная плотина – 84,00 м;
- Правобережная глухая каменно-набросная плотина – 281,50 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 76,00 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 248,00 м;
- число водосливных отверстий -3;
- ширина водосливных отверстий в свету - 14 м;
- отметка гребня – 363,00 м;
- ширина гребня – 22,00 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,40 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Усть-Гынымского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 12 лет, 5 месяцев;
- себестоимость – 0,35 руб/кВт;
- удельные капиталовложения – 75098,50 руб./кВт.

Таким образом, строительство Усть-Гынымской ГЭС является обоснованным, в том числе, с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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 : СШФ КГТУ, 2008. - 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. - Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. - 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» - URL : <http://so-ups.ru/> (дата обращения: 24.04.2020).
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. - Введ. 30.07.2012 - Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро, 2012. - 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» // Научнопроизводственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». - URL : <http://www.elsib.ru/> (дата обращения: 31.05.2021).
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. - Введ. 01.07.1985 - Москва : Стандартиформ, 2008. - 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. - Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 - Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. - 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : Машиностроение, 1973. - 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. - Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] - Москва : Энергоатомиздат, 1990. - 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.- Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. - 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. - Ленинград : ЛГТУ, 1991. - 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. - Красноярск : СФУ, 2007. - 232 с.

14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Гольяттинский трансформатор». - URL: <http://www.transformator.com> (дата обращения: 22.03.2022).
16. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. - 314 с.
17. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. - Введ. 16.09.2014 - Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 - 78 с.
18. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. - 24 с.
19. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартинформ, 2008. - 15 с.
20. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартинформ, 2008. - 6 с.
21. Каталог «КРУЭ» // ООО «Энергомеханический завод». - URL: <http://www.energomeh.ru/> (дата обращения: 22.09.2021).
22. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». - URL: <http://www.ea.spb.ru/> (дата обращения: 25.09.2021).
23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. - Москва : ДЕАН, 2013. - 706 с.
24. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» // «Полимер Аппарат». - URL : <http://polymer-apparat.ru> (дата обращения: 03.10.2021).
25. 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» // Компания «Электрозавод». - URL: <http://www.elektrozavod.ru/> (дата обращения: 05.10.2021).
26. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» // «Конденсатор». - URL : <http://www.kondensator.su> (дата обращения: 05.10.2021).
27. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. - Введ. 30.07.2008. - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. - 24 с.
28. Техническая политика ОАО «РусГидро» - 2011. //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - URL : <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 10.05.2022).

29. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2012. - 40 с.
30. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2011. - 112 с.
31. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. - Ленинград: Энергоиздат, 1982. - 672с.
32. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. - Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. - 280 с.
33. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
34. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2012. - 69 с.
35. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. - Введ. 20.05.2011 - Москва : ОАО ЦПП, 2011. - 111 с.
36. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования». // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 21.02.2022).
37. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 18.03.2022).
38. РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 15.03.2022).
39. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 12.03.2022).
40. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 09.05.2022).
41. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999. // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 17.05.2022).
42. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 24.03.2022).
43. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996. // «Техэксперт». - URL: <http://www.docs.cntd.ru/su> (дата обращения: 22.02.2022)



44. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ). // «Техэксперт». - URL: [http://www. docs.cntd.ru.su](http://www.docs.cntd.ru.su) (дата обращения: 10.05.2022).

45. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006. // «Техэксперт». - URL: [http://www. docs.cntd.ru.su](http://www.docs.cntd.ru.su) (дата обращения: 15.05.2022).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Гыным

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>cp</sub>
1958	18	20	26	25	363	505	360	322	237	82	60	34	18
1959	19	21	26	45	373	655	399	242	212	88	55	39	19
1960	18	21	27	30	235	550	292	250	219	83	54	30	18
1961	22	24	26	54	288	573	434	305	220	86	59	33	22
1962	19	20	25	33	404	461	316	205	177	88	53	32	19
1963	18	23	24	27	232	543	285	240	281	96	56	28	18
1964	15	16	23	20	407	441	175	194	224	75	57	30	15
1965	15	17	21	15	435	452	295	235	255	103	62	26	15
1966	17	20	22	16	294	909	474	426	229	94	73	18	17
1967	15	9	7	28	483	440	259	406	271	89	57	37	15
1968	20	17	23	29	249	256	177	215	200	47	36	26	20
1969	14	13	16	27	449	602	188	169	270	89	50	31	14
1970	20	22	24	25	446	667	343	496	335	119	66	40	20
1971	20	21	26	41	313	319	309	327	226	81	43	25	20
1972	17	16	18	37	269	567	342	208	204	79	52	27	17
1973	18	22	24	34	259	900	426	247	235	56	45	35	18
1974	11	11	15	33	284	470	213	170	166	62	33	28	11
1975	16	20	24	15	312	708	317	244	256	83	43	24	16
1976	16	15	19	5	264	481	351	364	228	73	44	12	16
1977	20	18	21	30	243	705	561	293	161	78	51	27	20
1978	16	16	21	31	284	558	195	169	170	64	56	24	16
1979	15	14	16	23	418	400	184	178	169	67	38	23	15
1980	18	18	19	27	409	641	276	318	201	81	61	36	18
1981	20	25	29	44	339	313	226	243	212	82	40	33	20
1982	22	24	27	44	411	422	244	240	185	68	48	28	22
1983	21	21	25	21	234	706	395	290	198	101	67	34	21
1984	17	20	25	20	301	487	508	443	231	88	56	33	17
1985	26	28	30	29	310	602	420	280	263	84	46	31	26
1986	19	19	22	29	475	349	285	278	202	71	58	38	19
1987	28	31	33	37	330	567	450	312	211	152	44	26	28
1988	25	26	26	30	316	629	440	227	190	79	70	36	25
1989	18	20	28	21	211	240	210	180	175	56	36	34	18
1990	22	22	27	25	246	641	303	302	233	103	54	36	22
1991	27	26	28	44	341	500	273	289	308	109	60	28	27
1992	30	35	35	41	239	637	378	293	198	102	59	39	30
1993	31	36	37	32	271	420	456	285	184	117	49	42	31
1994	32	26	32	63	392	388	388	413	296	101	47	20	32
1995	26	26	23	49	289	436	253	217	184	90	67	38	26
1996	22	27	32	34	457	379	190	383	249	81	49	34	22
Q <sub>cp</sub>	20	21	24	31	330	526	323	279	222	86	53	31	162

Продолжение приложения А

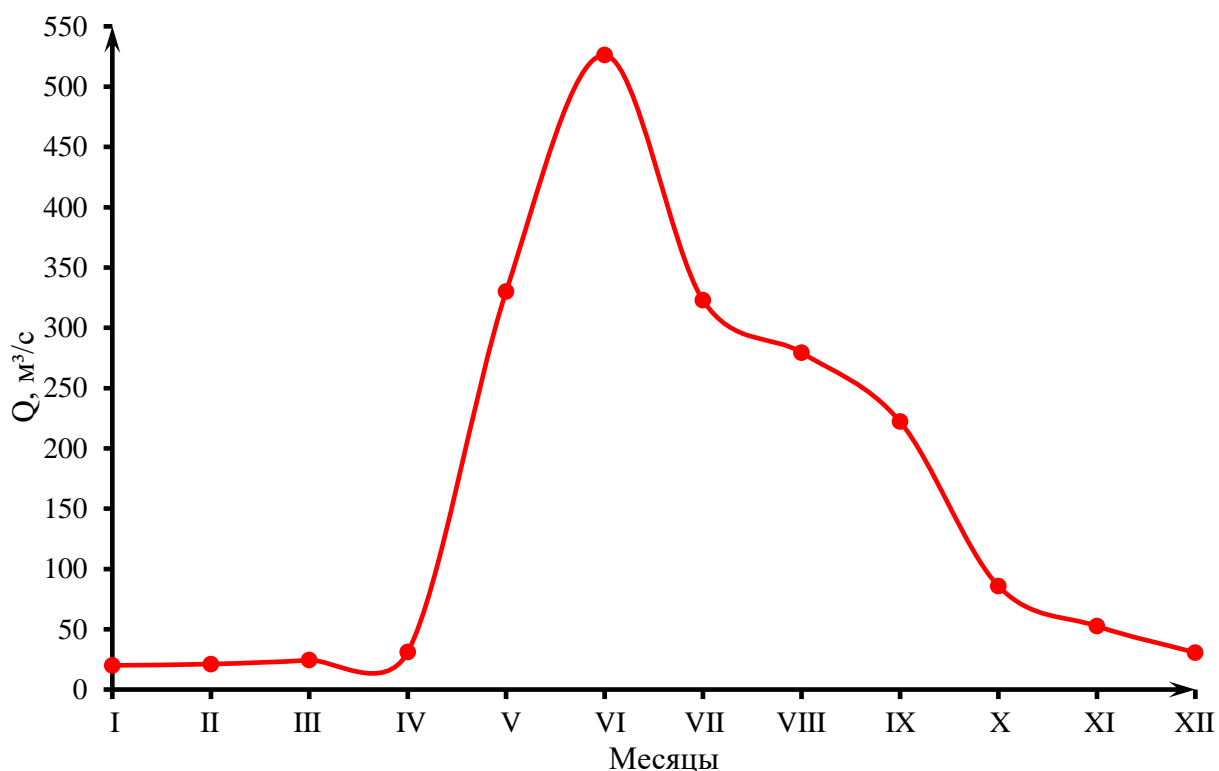


Рисунок А.1 – Гидрограф реки Гыным

Таблица А.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Q <sub>ср.год.</sub> , м³/с	Годы	Q <sub>пол.</sub> , м³/с	Годы	Q <sub>меж.</sub> , м³/с	Годы
1	2,5	217	1970	466	1966	50	1987
2	5	216	1966	457	1970	<b>49</b>	<b>1993</b>
3	7,5	192	1973	413	1973	49	1992
4	10	186	1984	394	1984	46	1991
5	12,5	185	1987	393	1977	46	1994
6	15	184	1977	376	1959	45	1970
7	17,5	183	1994	375	1994	45	1995
8	20	181	1959	375	1985	43	1961
9	22,5	179	1985	374	1987	42	1959
10	25	177	1961	372	1967	42	1983
11	27,5	176	1983	369	1980	42	1988
12	30	176	1980	367	1975	41	1990
13	32,5	175	1967	365	1983	40	1996
14	35	174	1988	364	1961	39	1985
15	37,5	174	1992	360	1988	39	1981
16	40	172	1975	357	1958	39	1963
17	42,5	171	1958	349	1992	38	1962
18	45	169	1991	345	1990	38	1958
19	47,5	168	1990	342	1991	38	1960
20	<b>50</b>	<b>163</b>	<b>1993</b>	338	1976	37	1980
21	52,5	161	1996	336	1969	37	1982
22	55	161	1965	334	1965	37	1965
23	57,5	160	1969	332	1996	37	1966

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

24	60	156	1976	<b>323</b>	<b>1993</b>	37	1984
25	62,5	154	1963	318	1972	37	1971
26	65	154	1986	318	1986	37	1986
27	67,5	153	1972	316	1963	35	1972
28	70	153	1962	313	1962	35	1977
29	72,5	151	1960	309	1960	35	1967
30	75	147	1982	300	1982	34	1969
31	77,5	146	1971	299	1971	34	1964
32	80	141	1995	288	1964	34	1973
33	82,5	140	1964	276	1995	33	1978
34	85	134	1981	275	1978	32	1975
35	87,5	134	1978	<b>270</b>	<b>1979</b>	30	1989
36	<b>90</b>	<b>129</b>	<b>1979</b>	267	1981	28	1968
37	92,5	125	1974	261	1974	<b>28</b>	<b>1979</b>
38	95	108	1968	219	1968	28	1974
39	97,5	102	1989	203	1989	26	1976

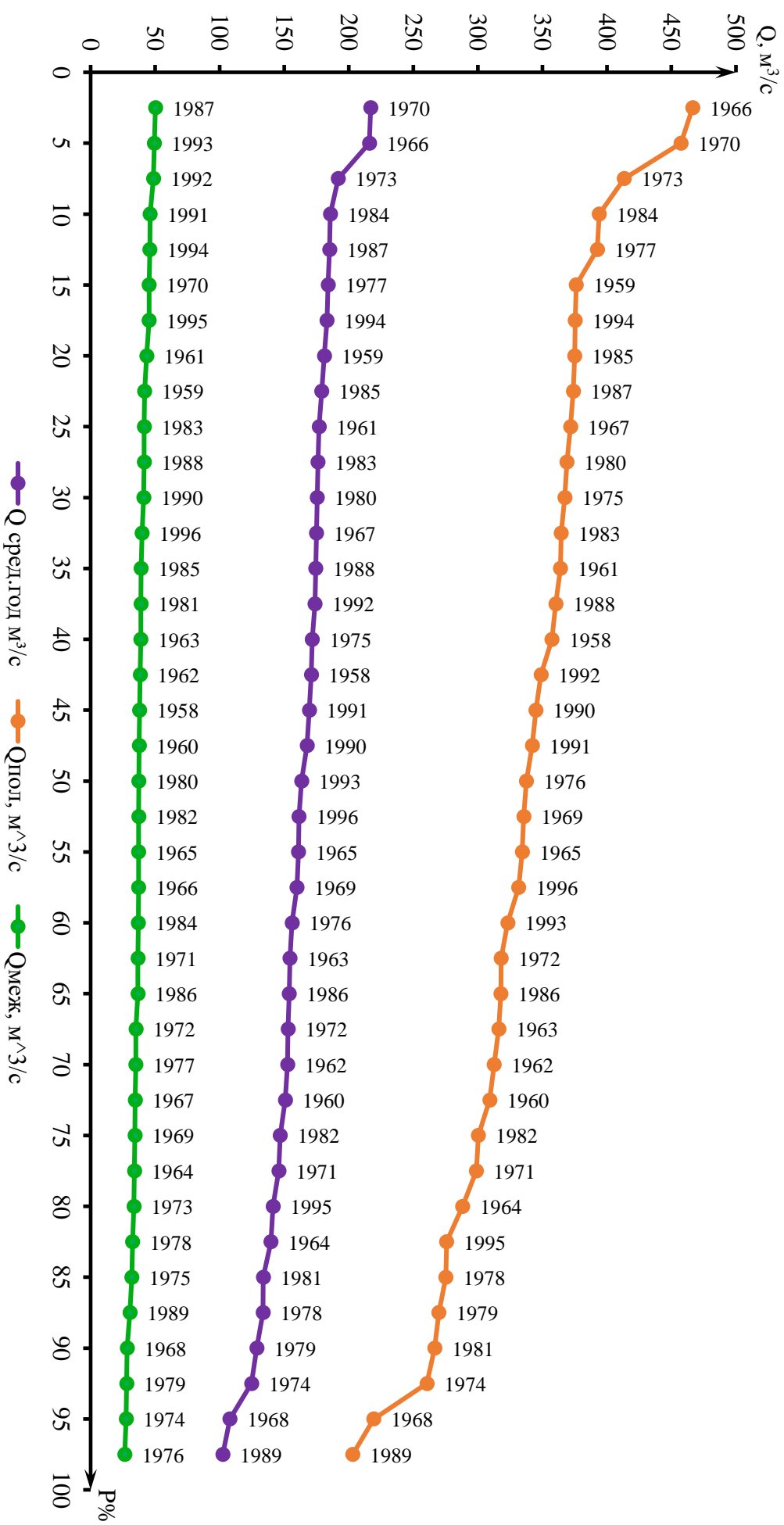


Рисунок А.2 – Эмпирические кривые обеспеченности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Мощности потребления ОДУ (МВт) в зимнее и летнее время.

Для зимнего периода		Для летнего периода	
Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)	Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)
1	5772	1	3187
2	5705	2	3092
3	5677	3	3044
4	5699	4	3043
5	5810	5	3121
6	6023	6	3305
7	6260	7	3559
8	6315	8	3711
9	6438	9	3817
10	6442	10	3845
11	6369	11	3822
12	6286	12	3791
13	6228	13	3789
14	6172	14	3763
15	6160	15	3747
16	6211	16	3728
17	6366	17	3741
18	6497	18	3771
19	6438	19	3860
20	6353	20	3923
21	6269	21	3990
22	6191	22	3851
23	6034	23	3592
24	5886	24	3348

Таблица А.4 – Значение мощности потребления Амурского РДУ в зимний и летний период.

Для зимнего периода			Для летнего периода		
Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)	Мощность потребления РДУ (МВт)	Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)	Мощность потребления РДУ (МВт)
1	5772	1614	1	3187	891
2	5705	1595	2	3092	865
3	5677	1588	3	3044	851
4	5699	1594	4	3043	851
5	5810	1625	5	3121	873
6	6023	1684	6	3305	924
7	6260	1751	7	3559	995
8	6315	1766	8	3711	1038
9	6438	1800	9	3817	1067
10	6442	1801	10	3845	1075
11	6369	1781	11	3822	1069
12	6286	1758	12	3791	1060
13	6228	1742	13	3789	1060
14	6172	1726	14	3763	1052
15	6160	1723	15	3747	1048
16	6211	1737	16	3728	1043
17	6366	1780	17	3741	1046
18	6497	1817	18	3771	1055
19	6438	1800	19	3860	1079

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.4 – Значение мощности потребления Амурского РДУ в зимний и летний период.

Для зимнего периода			Для летнего периода		
Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)	Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)	Время местное, ч	Мощность потребления ОДУ (МВт)
20	6353	1777	20	3923	1097
21	6269	1753	21	3990	1116
22	6191	1731	22	3851	1077
23	6034	1687	23	3592	1004
24	5886	1646	24	3348	936

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

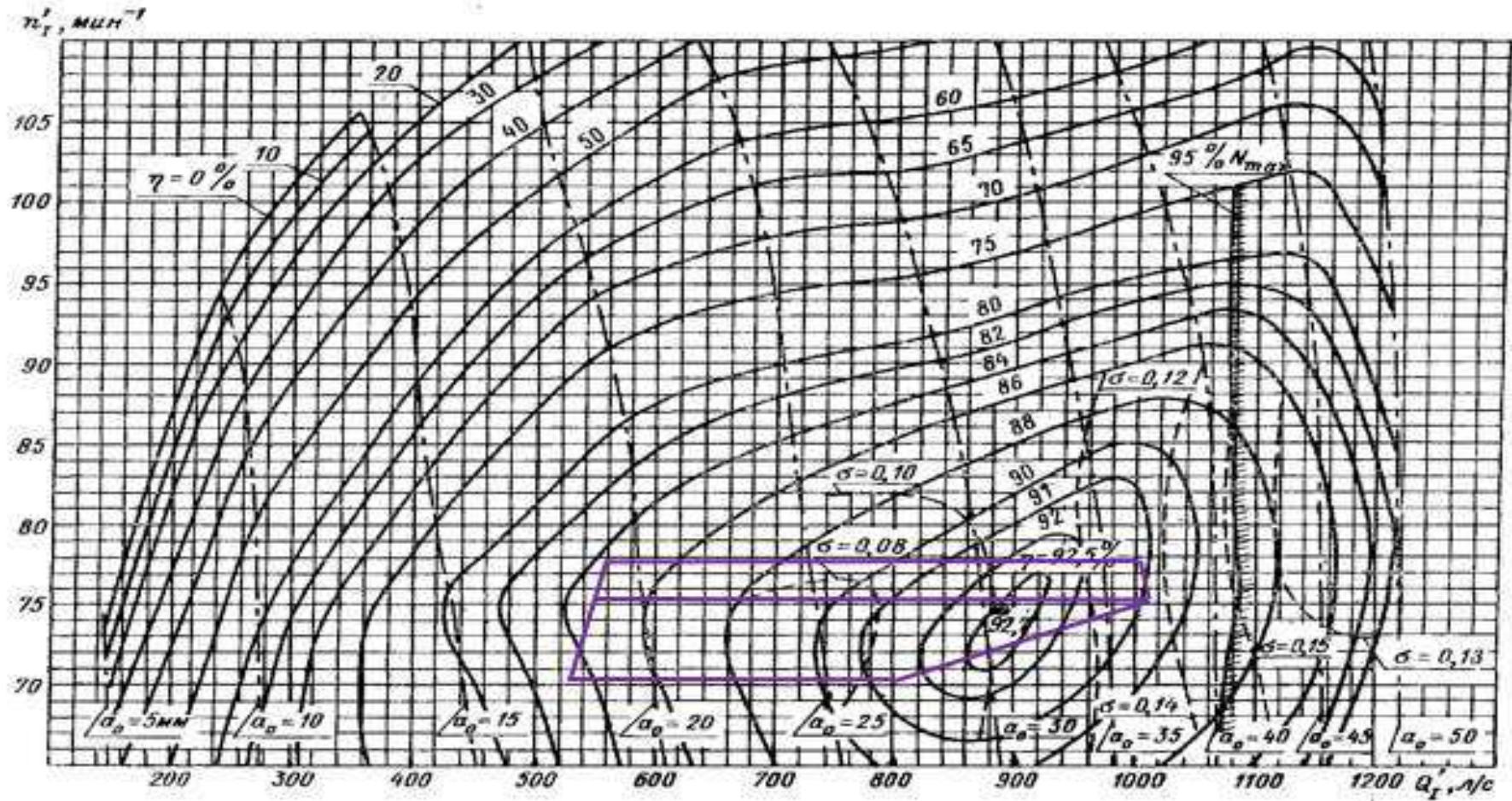
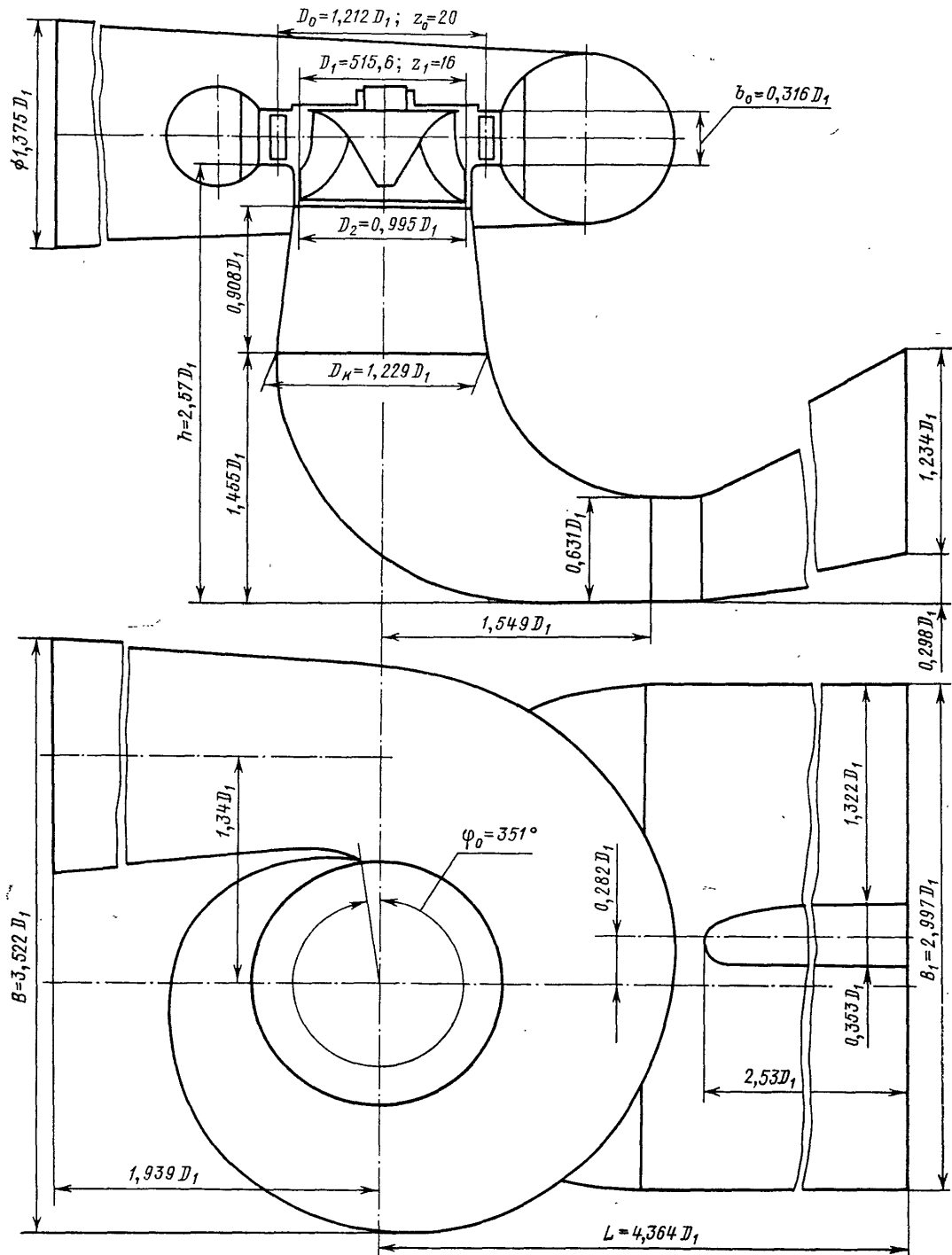


Рисунок Б.1 – Зона работы турбины PO115 – В – 315 на главной универсальной характеристике



Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины РО 115/810-В-51,56 (к универсальной характеристике № 2503 ЛМЗ)



Черт. 49

Рисунок Б.2 – Проточная часть гидротурбины РО115 – В

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Данные для построения металлической спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] \cdot \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] \cdot \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	м	м	м <sup>2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
351	0,975	0,471	2,477	1,805	1,344	1,815	3,294	3,966	1,991	4,445	6,436
336	0,933	0,451	2,372	1,7	1,304	1,755	3,08	3,752	1,937	4,385	6,322
321	0,892	0,431	2,267	1,595	1,263	1,694	2,87	3,542	1,882	4,324	6,206
306	0,85	0,411	2,162	1,49	1,221	1,632	2,663	3,335	1,826	4,262	6,088
291	0,808	0,39	2,051	1,379	1,174	1,564	2,446	3,118	1,766	4,194	5,96
276	0,767	0,37	1,946	1,274	1,129	1,499	2,247	2,919	1,709	4,129	5,838
261	0,725	0,35	1,841	1,169	1,081	1,431	2,048	2,72	1,649	4,061	5,71
246	0,683	0,33	1,736	1,064	1,032	1,362	1,855	2,527	1,59	3,992	5,582
231	0,642	0,31	1,631	0,959	0,979	1,289	1,662	2,334	1,528	3,919	5,447
216	0,6	0,29	1,525	0,853	0,924	1,214	1,474	2,146	1,465	3,844	5,309
201	0,558	0,27	1,42	0,748	0,865	1,135	1,288	1,96	1,4	3,765	5,165
186	0,517	0,25	1,315	0,643	0,802	1,052	1,107	1,779	1,334	3,682	5,016
171	0,475	0,229	1,205	0,533	0,73	0,959	0,92	1,592	1,262	3,589	4,851
351	0,975	0,471	2,477	1,805	1,344	1,815	3,294	3,966	1,991	4,445	6,436

Таблица Б.2 – Данные расчётов спиральной камеры

Для круглого сечения				
№	$\varphi$	$a, м$	$p, м$	$R, м$
1	351	4,45	1,99	6,44
2	336	4,39	1,94	6,32
3	321	4,32	1,88	6,21
4	306	4,26	1,83	6,09
5	291	4,19	1,77	5,96
6	276	4,13	1,71	5,84
7	261	4,06	1,65	5,71
8	246	3,99	1,59	5,58
9	231	3,92	1,53	5,45
10	216	3,84	1,47	5,31
11	201	3,77	1,40	5,17
12	186	3,68	1,33	5,02
13	171	3,59	1,26	4,85
Для эллиптического сечения				
№	$\varphi$	$\rho_1, м$	$R, м$	$\rho_2, м$
14	156	1,43	4,71	0,97
15	141		4,57	0,89
16	126		4,43	0,80
17	111		4,29	0,72
18	96		4,15	0,63
19	81		4,01	0,54
20	66		3,87	0,46
21	51		3,73	0,37
22	45		3,59	0,29

Окончание приложения Б

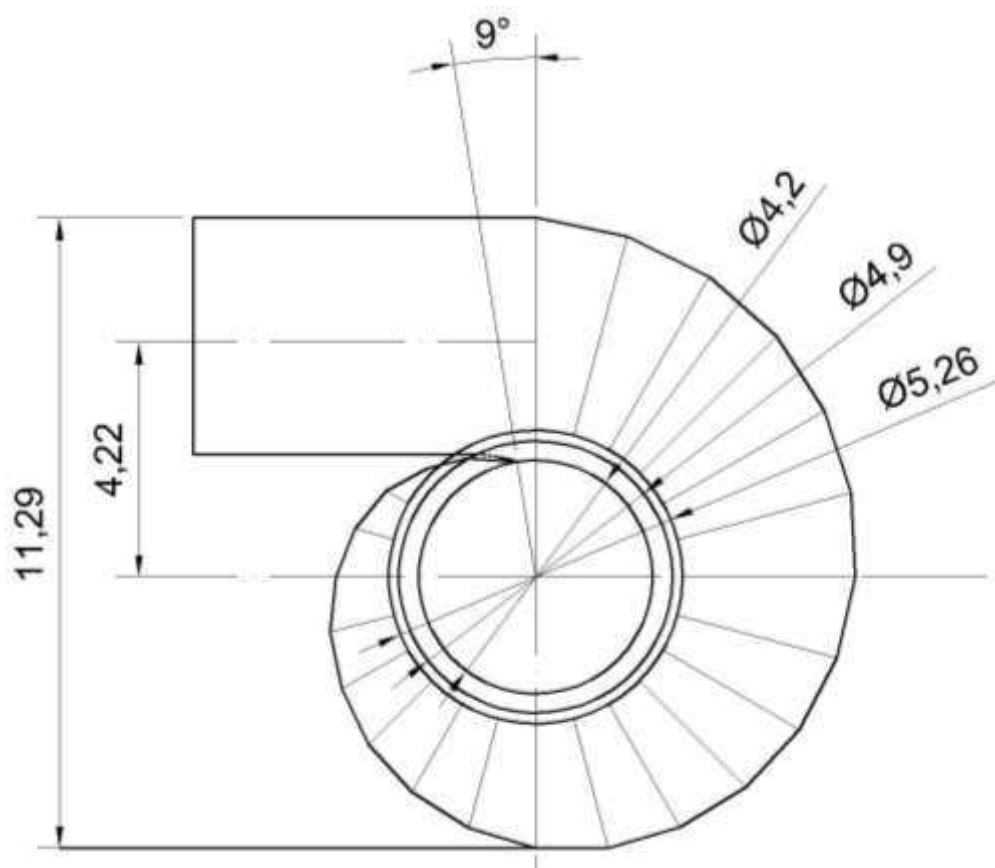


Рисунок Б.3 – План спиральной камеры (размеры указаны в метрах)

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

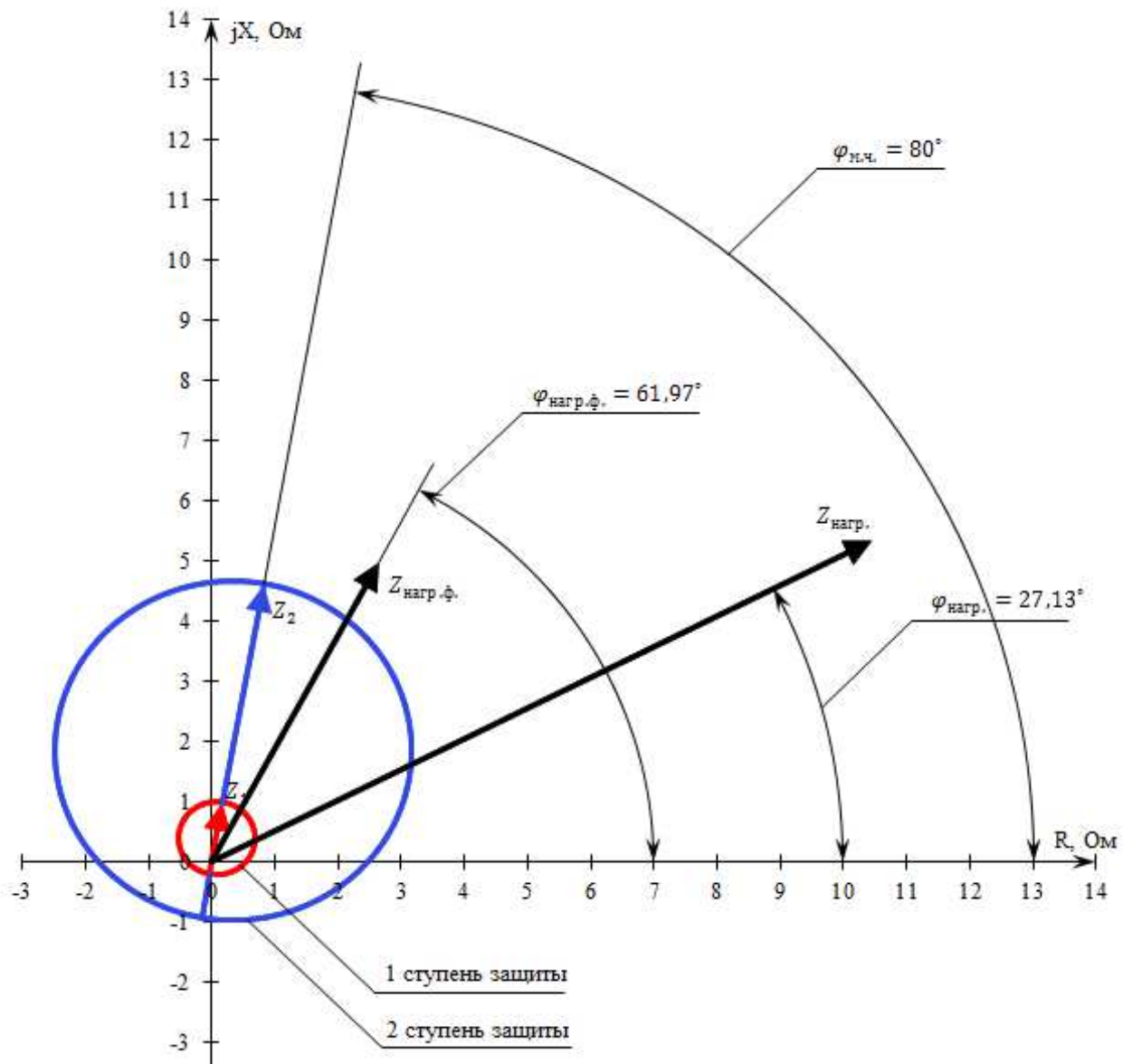


Рисунок В.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,22 \cdot I_{Г}^{(2)}$	1,08 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,5	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,4 \cdot I_{Г}^{(2)}$	1,97 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{Г}^{(2)}$	7,38 А	
		$I_{отс}$	$6,0 \cdot I_{Г}^{(2)}$	29,52 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	10 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	-	
ЗПН	$U >$	2 ступ.	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_{ном.Г}$	140 В
		1 ступ.	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_{ном.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{Г}^{(2)}$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_{Г}^{(2)}$	0,74 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{Г}^{(2)}$	3,93 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{Г}^{(2)}$	5,27 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{Г}^{(2)}$	5,41 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,21 \cdot I_{Г}^{(2)}$	5,95 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	$Z_1$	$0,085 \cdot Z_{нагр}$	0,99 Ом
			$Z_{см1}$	$0,20 \cdot Z_I$	0,20 Ом
		2 ступ.	$Z_2$	$0,40 \cdot Z_{нагр}$	4,70 Ом
			$Z_{см2}$	$0,20 \cdot Z_2$	0,94 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{р.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{р.ном}^{(2)}$	1,00 А
		ПО	$I_{р.ПУСК}$	$1,21 \cdot I_{р.ном}^{(2)}$	1,13 А
		ТО	$I_{р.ТО}$	$2,47 \cdot I_{р.ном}^{(2)}$	2,10 А
Защита ТВ	$I \gg T_B$	ТО	$I_{ТО}$	$18,61 \cdot I_{Т.ном}^{(2)}$	27,55 А
	$I > T_B$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$2,59 \cdot I_{Т.ном}^{(2)}$	3,83 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действия							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$					+		
		$t_2$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	2 ступень $t_2$	+	+					
		1 ступень $t_1$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+		
		ИО	+	+					
		ТО I	$t_1$						+
			$t_2$					+	
	$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+		
		ТО	+	+					
		ТО	$t_1$						+
			$t_2$					+	
	$t_3$	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$					+	
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+		
		ИО	+	+					
		ТО	+	+					
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	+	+					
	$I > TV$	МТЗ	+	+					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Компоновка и сооружения гидроузла

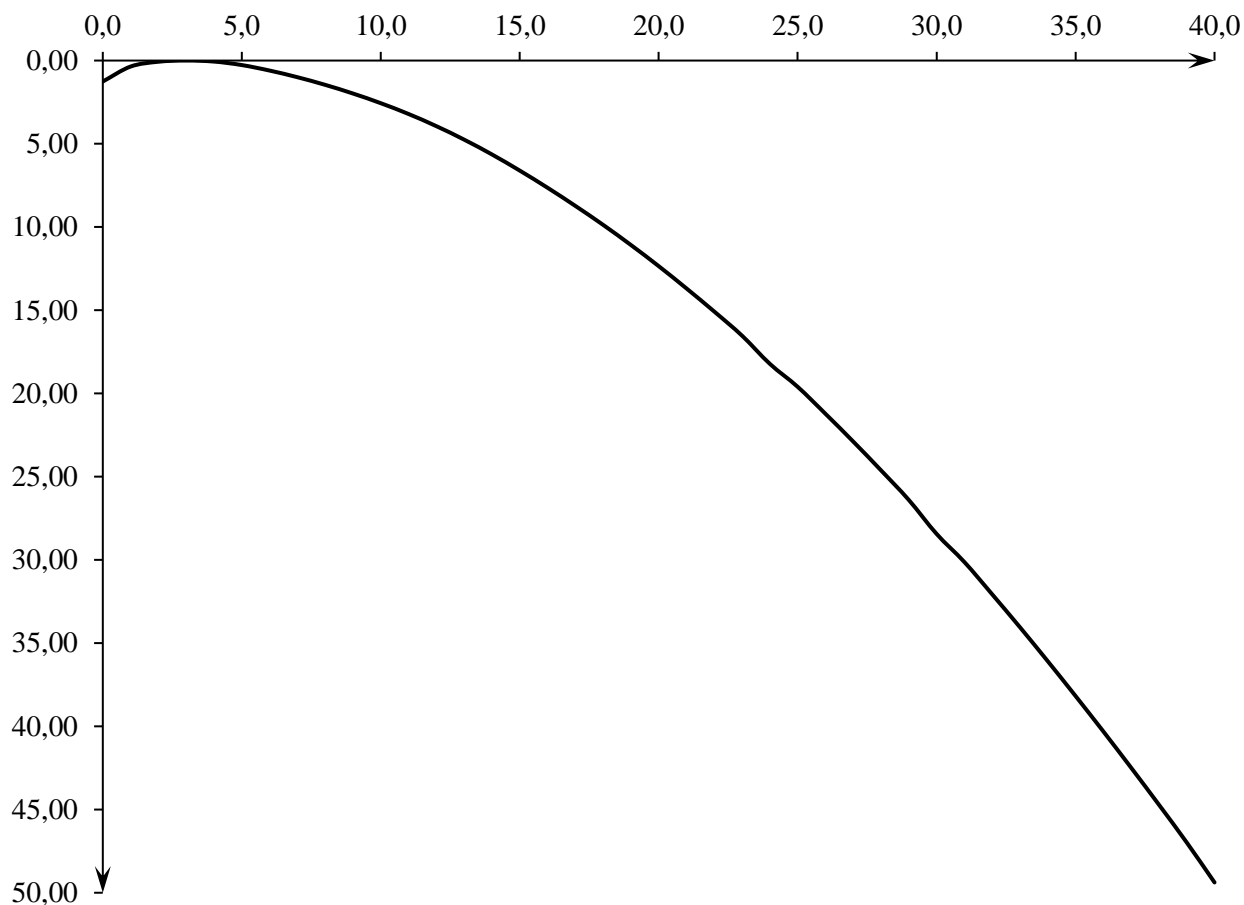


Рисунок Г.1 – Профиль А

Таблица Г.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,13	0,0	1,26	2,0	1,24	20,0	12,35
0,1	0,04	1,0	0,36	2,1	1,37	21,0	13,69
0,2	0,01	2,0	0,07	2,2	1,51	22,0	15,08
0,3	0,00	3,0	0,00	2,3	1,65	23,0	16,53
0,4	0,01	4,0	0,06	2,4	1,89	24,0	18,22
0,5	0,03	5,0	0,27	2,5	1,96	25,0	19,60
0,6	0,06	6,0	0,60	2,6	2,12	26,0	21,22
0,7	0,10	7,0	1,00	2,7	2,29	27,0	22,89
0,8	0,15	8,0	1,46	2,8	2,46	28,0	24,62
0,9	0,20	9,0	1,98	2,9	2,64	29,0	26,40
1,0	0,26	10,0	2,56	3,0	2,86	30,0	28,44
1,1	0,32	11,0	3,21	3,1	3,01	31,0	30,13
1,2	0,39	12,0	3,94	3,2	3,21	32,0	32,07
1,3	0,48	13,0	4,75	3,3	3,41	33,0	34,05
1,4	0,56	14,0	5,64	3,4	3,61	34,0	36,09
1,5	0,66	15,0	6,61	3,5	3,82	35,0	38,18
1,6	0,76	16,0	7,64	3,6	4,03	36,0	40,31
1,7	0,87	17,0	8,73	3,7	4,25	37,0	42,49
1,8	0,99	18,0	9,87	3,8	4,47	38,0	44,71
1,9	1,11	19,0	11,08	3,9	4,70	39,0	46,98
				4,0	4,94	40,0	49,38





Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

   
подпись. инициалы, фамилия

« 16 »  2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-ГЫНЫМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГЫНЫМ.  
СИСТЕМА ОСУШЕНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИН. РАЗРАБОТКА  
СХЕМЫ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ**

Руководитель

 16.06.22  
подпись, дата

Доцент кафедры  
ГЭС и ЭС  
Саяно-Шушенского  
филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,  
должность, место работы

В.И.Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

 16.06.22  
подпись, дата

А.В.Мурыщенко  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усть-Гынымской ГЭС на реке Гыным. Система осушения проточной части турбин. Разработка схемы и выбор оборудования»

название ВКР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

А.С. 15.06.22 А.Т. Жуков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

А.В. 15.06.22 А.В. Косенков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. 15.06.22 А.В. Косенков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.С. 15.06.22 А.Т. Жуков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

М.С. 21.04.22 М.С. Рамаханов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

О.Б. 15.06.22 О.Б. Захарова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.А. 15.06.22 В.А. Тайгумов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. 21.04.22 В.А. Кужиев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. 20.04.22 В.В. Матаева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

К.П. 15.06.22 К.П. Симаньникова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия