

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко  
подпись


«15» июня 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон. Системы  
технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС  
- вибрационный контроль**

Руководитель

 15.06.18 ст. преподаватель кафедры  
подпись, дата ГЭЭС СШФ СФУ  
должность

А. А. Ключа  
инициалы, фамилия

Выпускник

 15.06.18  
подпись, дата

М. В. Баев  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - вибрационный контроль».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зайт 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.И. Зайцева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 13.06.18</u> подпись, дата	<u>И.К. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Игорь 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Игорь Позолотинский</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Сергей 09.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Козагуров</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Сергей 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Н.П. Чебанова</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Игорь 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Игорь Позолотинский</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Сергей 13.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Варасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Игорь 18.06.18</u> подпись, дата	<u>В.А. Чебанова</u> инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ И.Ю. Погоняйченко  
подпись

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон. Системы  
технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС  
- вибрационный контроль**

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры  
ГГЭЭС СШФ СФУ  
должность

А. А. Ключац  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

М. В. Баев  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - вибрационный контроль».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Билибинской ГЭС .....	6
Введение .....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Географические сведения .....	9
1.1.2 Климатические условия .....	9
1.1.3 Гидрологические особенности .....	9
1. Энерго-экономическая характеристика региона .....	12
2 Водно-энергетический расчёт.....	14
2.1 Гидрологические расчёты .....	14
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%).....	16
2.3 Обработка данных по энергосистеме.....	16
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....	16
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	18
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы .....	20
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году .....	21
2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощности .....	24
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования .....	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	27
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	32
3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	33
3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $N_{max}$ .....	34
3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $N_p$ .....	34
3.3.3 Работа одного агрегата при максимальном открытии направляющего аппарата при $N_{min}$ .....	35
3.3.4 Выбор отметки расположения рабочего колеса .....	36
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления.....	36
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	37
3.6 Определение установленной мощности ГЭС .....	37
4 Электрическая часть .....	38
4.1 Выбор номинального напряжения линий.....	38

4.2	Выбор количества линий РУ ВН и сечений проводов.....	39
4.3	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	40
4.4	Выбор основного оборудования главной схемы .....	40
4.4.1	Выбор синхронных генераторов .....	40
4.4.2	Выбор повышающих трансформаторов .....	40
4.4.3	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	44
4.5	Выбор главной схемы ГЭС .....	45
4.6	Расчёт токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin3 .....	48
4.6.1	Расчет исходных данных.....	48
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3 .....	50
4.6.3	Расчет токов КЗ на сборных шинах и генераторном напряжении с помощью программного комплекса RastrWin3 .....	51
4.7	Выбор электрических аппаратов.....	52
4.7.1	Выбор коммутационных аппаратов генератора .....	53
4.7.2	Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ 500 кВ.....	54
5	Релейная защита и автоматика .....	58
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	58
5.2	Параметры защищаемого оборудования и расчет уставок .....	56
5.3	Описание защит и расчет их уставок.....	62
5.3.1	Продольно дифференциальная защита генератора .....	62
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	65
5.3.3	Защита от повышения напряжения .....	69
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	69
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок.....	74
5.3.6	Дистанционная защита генератора .....	76
5.3.7	Защита от перегрузки ротора.....	80
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений... ..	82
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	82
6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	82
6.2	Гидравлические расчёты .....	85
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	85
6.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	86
6.2.3	Построение профиля водосливной грани по координатам Кригера- Офицерова.....	88
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	89
6.2.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	90
6.2.6	Пропуск расходов через донные отверстия .....	93
6.3	Конструирование плотины .....	94
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	94
6.3.2	Разрезка плотины швами, быки, устои .....	94

6.4	Основные элементы плотины .....	95
6.5	Фильтрационные расчёты .....	97
6.6	Статические расчёты плотины .....	98
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	98
6.6.1.1	Вес сооружений и механизмов .....	98
6.6.1.2	Сила гидростатического давления .....	100
6.6.1.3	Сила фильтрационного давления .....	101
6.6.1.4	Давление грунта .....	102
6.6.1.5	Волновое давление.....	102
6.7	Расчёт прочности плотины .....	103
6.7.1	Критерии прочности плотины и её основания .....	108
6.7.2	Расчёт устойчивости плотины.....	109
6.8	Расчёт длины здания ГЭС .....	111
7	Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы .....	112
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	112
7.2	Пожарная безопасность.....	112
7.3	Охрана труда и техника безопасности.....	114
7.4	Мероприятия по охране природы .....	115
8	Технико-экономические показатели строительства ГЭС.....	119
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	119
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	120
8.3	Налоговые расходы.....	122
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	122
8.5	Оценка инвестиционного проекта .....	123
8.5.1	Методология, исходные данные.....	123
8.5.2	Коммерческая эффективность .....	124
8.5.3	Бюджетная эффективность .....	125
8.6	Анализ чувствительности .....	125
9	Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - вибрационный контроль.....	128
9.1	Стационарная система вибромониторинга гидроагрегатов Билибинской ГЭС .....	130
9.1.1	Структурная схема стационарного виброконтроля.....	131
9.1.2	Места установки датчиков.....	132
9.1.3	Выбор стационарной системы вибрационного контроля для гидроагрегатов Билибинской ГЭС .....	133
9.2	Вибрационные испытания агрегата и выбор системы вибрационного контроля для гидроагрегатов Билибинской ГЭС .....	134
9.2.1	Режимы работы гидрогенератора.....	134
9.2.2	Методика оценки вибрационного состояния гидроагрегата..	137
	Заключение .....	140
	Список использованных источников .....	142
	Приложения А-Г.....	144

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЛИБИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Омолон
2. Местонахождение ГЭС Чукотский автономный округ
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 866,52 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин 1307 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 4218 м<sup>3</sup>/с
  - г) минимальный 300 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой
  - б) отметки: НПУ 422,0 м УМО 409,6 м
  - в) объемы: полный 4,84 км<sup>3</sup> полезный 2,38 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 75,0 м
  - б) расчетный 56,5 м
  - в) минимальный 52,1 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная 240 МВт
    - гарантированная 100 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 4,45 млрд.кВт·ч
  - в) число часов использования установленной мощности 7000 ч
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал бетон
  - б) правобережная гравитационная материал бетон
  - в) левобережная гравитационная материал бетон
  - г) общая длина 417,0 м
  - д) максимальная высота 37,9 м
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип поверхностный водослив
  - б) число и размер пролетов 8 отверстий по 9 м
  - в) общая длина 104,0 м
  - г) максимальная высота 79,2 м
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания приплотинное число агрегатов 10
  - б) грунты в основании известняк
  - в) тип спиральной камеры круглая металлическая спиральная камера
  - г) тип отсасывающей трубы изогнутая
  - д) расстояние между осями агрегатов 24 м
  - е) размеры: общая длина 243,0 м ширина 34,00 м



11. Основное оборудование:

- а) тип турбины PO 75a-B, диаметр 7,1м
- б) тип генератора СВ-1260/230-60, мощность 240 МВт
- в) частота вращения 100 об/мин
- г) тип трансформаторов ТЦ-630000/500, 5 шт

12. Технико-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 25314,1млн.руб/кВт
- б) себестоимость энергии 0,052 коп/кВт·ч
- в) показатели эффективности
  - NPV 65,3211 млрд. руб.
  - PI 2,06
  - Срок окупаемости 6,5 лет

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция— электростанция, в качестве источника энергии использующая энергию водного потока. Гидроэлектростанции обычно строят на реках, сооружая плотины и водохранилища.

Для эффективного производства электроэнергии на ГЭС необходимы два основных фактора: гарантированная обеспеченность водой круглый год и возможно большие уклоны реки, благоприятствуют гидростроительству каньонобразные виды рельефа.

Гидроэлектростанция представляет собой комплекс различных сооружений и оборудования, использование которых позволяет преобразовывать энергию воды в электроэнергию. Гидротехнические сооружения обеспечивают необходимую концентрацию потока воды, а дальнейшие процессы производятся при помощи соответствующего оборудования.

Гидроэлектростанции разделяются на плотинные (необходимый уровень реки обеспечивается за счёт строительства плотины) и деривационные (производится отвод воды из речного русла к месту с большой разностью уровней).

Отличаться может и расположение сооружений станции. Например, здание станции может входить в состав водонапорных сооружений (так называемые русловые станции) или располагаться за плотиной (приплотинные станции). Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Географические сведения

Створ проектируемой Октябрьской ГЭС расположен на р. Омолон в Чукотском автономном округе, входит в состав Дальневосточного федерального округа Российской Федерации. Река Омолон берет начало в веровье Отайкачанского хребта и протекает по территории Якутии, Чукотского АО и Магаданской области. Является правым и самым крупным притоком реки Колыма. Длина реки 1114 км, площадь водосборного бассейна 113 000 км<sup>2</sup>.

### 1.1.2 Климатические условия

Климат в районе проектируемой Билибинской ГЭС - резко континентальный, субарктический, где господствует Сибирский антициклон с очень холодными зимами и относительно жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет -12,8 °С, абсолютный минимум зафиксирован - 61 °С, абсолютный максимум +34 °С. Годовая сумма осадков- 240 мм, большая часть состоит из дождя и мороси.

### 1.1.3 Гидрологические особенности

Река Омолон замерзает в 20-х числах октября, вскрывается в середине апреля. Весеннее половодье происходит с 20 по 25 мая. Осенне-летний паводок наступает во второй половине августа.

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- Среднегодовое - 1307 м<sup>3</sup>/с;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% - 4218 м<sup>3</sup>/с и 0,1% - 3223 м<sup>3</sup>/с;
- отметка НПУ 422,0 м.

Кривая зависимости объёмов Билибинского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объёмов Билибинского водохранилища

Z, м	V, км <sup>3</sup>
342,8	0
364,32	0,84
377,15	1,67
386,37	2,51

Продолжение таблицы 1.1

Z, м	V, км <sup>3</sup>
393,58	3,35
399,51	4,18
404,56	5,3
408,96	6,5
412,85	7,8
416,34	10,1
419,52	13
422	16
424	19
424,3	20
425	22

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

Z нб	Q лето	Q зима
342,8	52	40,56
346,49	538	419,64
348,64	1024	798,72
350,17	1510	1177,8
351,36	1996	1556,88
352,33	2482	1935,96
353,15	2968	2315,04
353,86	3454	2694,12
354,48	3940	3073,2
355,04	4426	3452,28
355,55	4912	3831,36
356,01	5398	4210,44
356,44	5884	4589,52
356,83	6370	4968,6
357,2	6855	5346,9

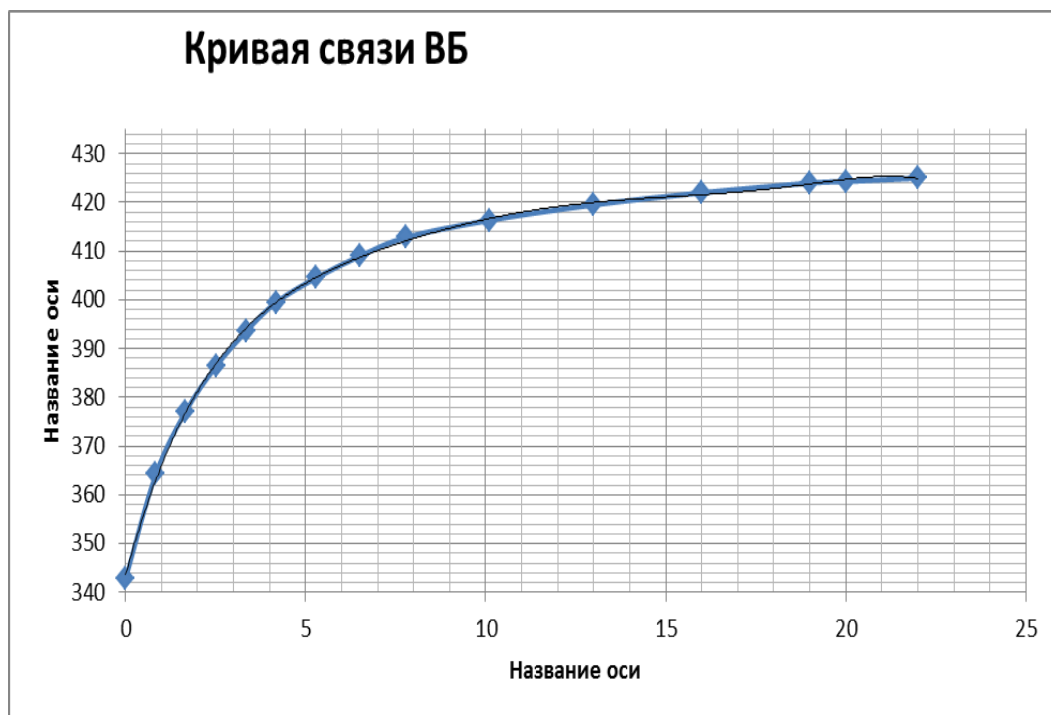


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня верхнего бьефа

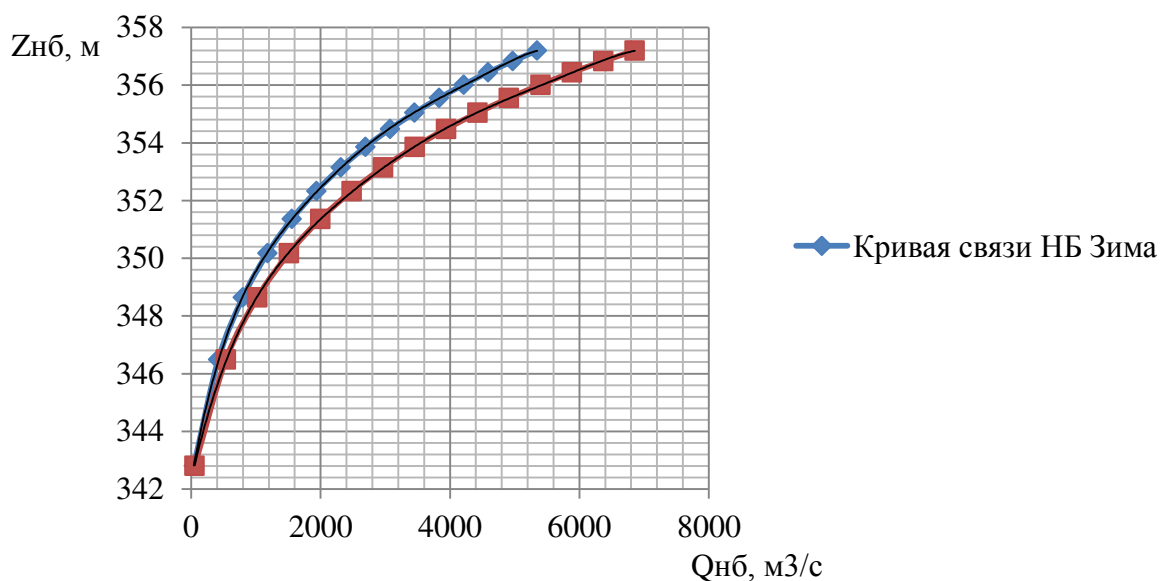


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Испарение	0	0	0	0	19	19	19	19	19	19	0	0
Льдообразование	-9	-6	0	20	50	30	0	0	0	-7	-24	-49
ВХК	165	165	165	165	300	300	300	300	300	300	165	165

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) р. Омолон в створе Билибинской ГЭС с 1979 по 2011 гг. представлен в приложении А таблица А.1.

## 1.2 Энерго–экономическая характеристика региона

Проектируемая Билибинская ГЭС относится к изолированной Чаун-Билибинской энергосистеме, филиал ОАО «Чукотэнерго» «Северные электрические сети».

В электроэнергетический комплекс автономного округа входит 2140,3 км линий электропередачи различных классов напряжений. Главными энергогенерирующими мощностями округа являются Билибинская АТЭЦ (в данный момент находится на стадии консервации), Чаунская и Анадырская ТЭЦ. Главными потребителями являются объекты горнодобывающей промышленности, а так же объекты черной и цветной металлургии.

Особенностью Чукотского автономного округа является его энергетическая дефицитность практически по всем видам основных энергоносителей - электроэнергии, котельно-печного и моторного топлива. В Чукотский АО поставляется более 20% потребляемой электроэнергии, до 40% сжигаемого в регионе угля и весь объем используемого топочного мазута. Часть отдаленных населенных пунктов Чукотского АО обеспечиваются электрической энергией от неэкономичных и устаревших дизельных электростанций. Проанализировав данные показателей Чукотский АО, с точки зрения энергетической безопасности, относится к классу неблагополучных. В данной энергосистеме необходима своя манёвренная генерирующая мощность для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок.

Так же на территории Чукотского АО согласно постановления правительства РФ №629 от 25.06.2015 создана территория опережающего развития.

Проектирование Билибинской ГЭС способствует частичному покрытию полупиковых нагрузок энергосистемы.

Особенности:

- годовой максимум нагрузки 48000 МВт;
- число часов использования установленной мощности 7000 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 8640 МВт;
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1,5 %; аварийный – 7 %.

Суточные графики нагрузки представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Суточные графики нагрузки за лето и зиму

Часы	P(t) Зима	P(t) Лето
1	32160	33600
2	28800	31680
3	26880	29760
4	25920	28800
5	25920	28800
6	26880	29280
7	28800	30720
8	33600	36000
9	38880	38400
10	43200	35520
11	44160	43200
12	40800	41760
13	39840	41280
14	39360	40320
15	42240	40800
16	43200	39840
17	44640	40800
18	48000	39840
19	45600	39360
20	45120	38880
21	44160	38880
22	43680	39360
23	40320	42720
24	38880	38400

## 2 Водно-энергетический расчёт

### 2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где  $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$  – полезный объём водохранилища;  
 $\bar{W}$  - среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 20%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 422,0 - 342,8 = 79,2 \text{ м}; \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 20\%H = 0,2 \cdot 79,2 = 15,84 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 425,4 - 15,8 = 409,6 \text{ м}, \quad (2.4)$$

Тогда полезный объём:

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 16,44 - 6,52 = 9,92 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где  $V_{\text{НПУ}}$  – объём водохранилища при НПУ;  
 $V_{\text{УМО}}$  – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

Определим среднемноголетний сток

$$\bar{W} = 760,9 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 23,996 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{9,92}{23,996} = 0,4,$$

что соответствует многолетнему регулированию стока реки ( $\beta > 0,3$ ).

### 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

Кривые обеспеченности определяются по формуле:



$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где  $m$  - порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  - общее число членов ряда, в нашем случае  $n = 32$ .

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	г.г.	Qм.сред. М3/с	г.г.	Qм.полн. М3/с	г.г.	Qм.меж. М3/с
1	3,0	1997-98	1295	2004-05	5388	1998-99	635
2	6,1	2004-05	1225	1989-90	5279	1997-98	530
3	9,1	1982-83	1208	1997-98	5119	1981-82	522
4	12,1	2003-04	1206	2003-04	4842	1982-83	512
5	15,2	1981-82	1203	1999-00	4733	2003-04	479
6	18,2	1989-90	1164	1982-83	4687	2002-03	462
7	21,2	1999-00	1130	1981-82	4605	2005-06	450
8	24,2	2002-03	1083	2008-09	4588	1999-00	410
9	27,3	1998-99	1076	2010-11	4396	1996-97	403
10	30,3	2005-06	1045	2002-03	4189	2004-05	393
11	33,3	2008-09	1042	2005-06	4021	1987-88	387
12	36,4	2010-11	985	1979-80	3922	1988-89	370
13	39,4	1979-80	951	1984-85	3671	1979-80	357
14	42,4	1987-88	922	1991-92	3669	1989-90	341
15	45,5	1988-89	903	1987-88	3594	2008-09	333
16	48,5	1991-92	853	1988-89	3571	2000-01	330
17	51,5	1996-97	849	1998-99	3280	2007-08	328
18	54,5	2001-02	803	2006-07	3249	2001-02	327
19	57,6	2006-07	791	2001-02	3183	1980-81	323
20	60,6	1984-85	777	1992-93	3078	2009-10	311
21	63,6	2000-01	757	1983-84	3077	2010-11	303
22	66,7	2009-10	753	1996-97	3076	2006-07	299
23	69,7	1992-93	744	2009-10	2962	1991-92	290
24	72,7	1983-84	740	2000-01	2891	1992-93	277
25	75,8	2007-08	726	2007-08	2717	1983-84	272
26	78,8	1990-91	653	1990-91	2641	1986-87	265
27	81,8	1980-81	601	1986-87	2222	1990-91	256
28	84,8	1986-87	591	1994-95	2125	1994-95	242
29	87,9	1994-95	556	1980-81	1992	1985-86	237
30	90,9	1985-86	521	1985-86	1942	1995-96	225
31	93,9	1995-96	508	1993-94	1939	1984-85	198
32	97,0	1993-94	471	1995-96	1927	1993-94	177

## 2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%)

Выбор расчетного средневодного (P=50%) и маловодного года:

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50% и 90%. Используя методику приведения и корректировки среднемесячных расходов, выбрали маловодный и средневодный год по рядам. Выбранные маловодный и средневодный года сведём в таблицу 2.2. Графики маловодного и среднего по водности годов приведены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 - Выбранные года и среднемесячные расходы с заданной обеспеченностью

Месяц	январь	фев	март	апр	май	июн	июл	авг	сент	октя	нояб	дек
Q пр.кор 90%	134	68	171	429	1729	2154	460	344	231	242	100	72
Q пр. кор 50%	147	115	185	623	3590	3528	513	610	407	250	253	203

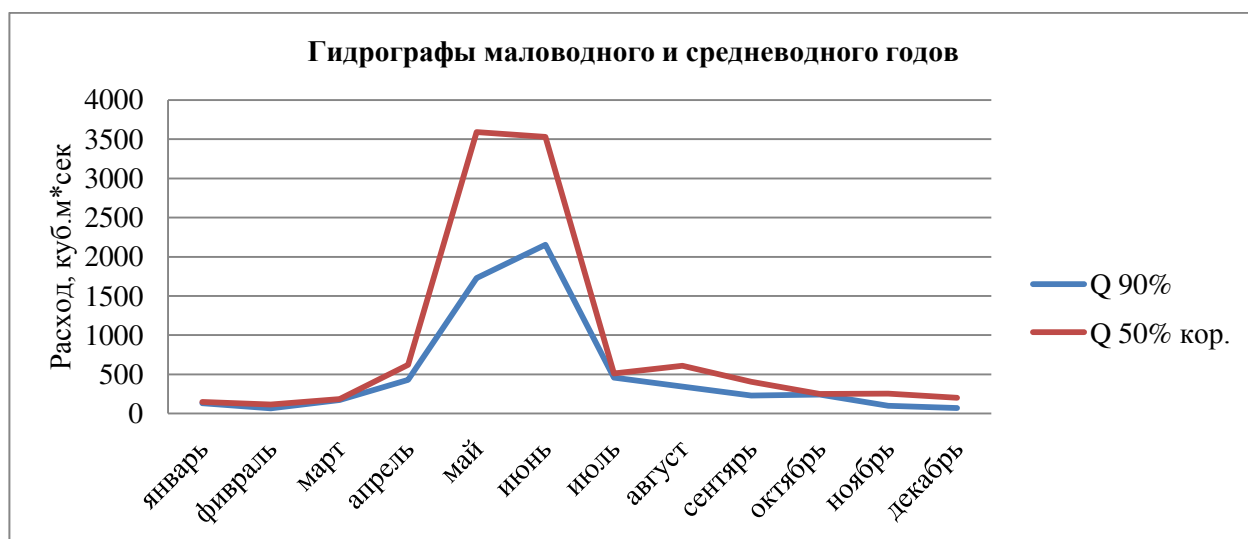


Рисунок 2.2 – График маловодного и среднего по водности годов

## 2.3 Обработка данных по энергосистеме

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Расчёты координат ИКН представлены в таблице 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

ИКН лето							
час	P <sub>i</sub>	P <sub>ранж</sub>	ΔP	Δt	ΔЭ	Э	P
0	33600	43200	480	1	480	480	480
1	31680	42720	960	2	1920	2400	1440

Продолжение таблицы 2.5

ИКН лето							
час	P <sub>i</sub>	P <sub>ранж</sub>	ΔP	Δt	ΔЭ	Э	P
2	29760	41760	480	3	1440	3840	1920
3	28800	41280	480	4	1920	5760	2400
4	28800	40800	0	5	0	5760	2400
5	29280	40800	480	6	2880	8640	2880
6	30720	40320	480	7	3360	12000	3360
7	36000	39840	0	8	0	12000	3360
8	38400	39840	480	9	4320	16320	3840
9	35520	39360	0	10	0	16320	3840
10	43200	39360	480	11	5280	21600	4320
11	41760	38880	0	12	0	21600	4320
12	41280	38880	480	13	6240	27840	4800
13	40320	38400	0	14	0	27840	4800
14	40800	38400	2400	15	36000	63840	7200
15	39840	36000	480	16	7680	71520	7680
16	40800	35520	1920	17	32640	104160	9600
17	39840	33600	1920	18	34560	138720	11520
18	39360	31680	960	19	18240	156960	12480
19	38880	30720	960	20	19200	176160	13440
20	38880	29760	480	21	10080	186240	13920
21	39360	29280	480	22	10560	196800	14400
22	42720	28800	0	23	0	196800	14400
23	38400	28800	28800	24	691200	888000	43200

Таблица 2.6 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

ИКН зимы							
час	P <sub>i</sub>	P <sub>ранж</sub>	ΔP	Δt	ΔЭ	Э	P
0	32160	48000	960	1	960	960	960
1	28800	47040	960	2	1920	2880	1920
2	26880	46080	960	3	2880	5760	2880
3	25920	45120	0	4	0	5760	2880
4	25920	45120	960	5	4800	10560	3840
5	26880	44160	0	6	0	10560	3840
6	28800	44160	480	7	3360	13920	4320
7	33600	43680	1440	8	11520	25440	5760
8	38880	42240	0	9	0	25440	5760
9	43200	42240	1440	10	14400	39840	7200
10	44160	40800	0	11	0	39840	7200
11	40800	40800	480	12	5760	45600	7680
12	39840	40320	960	13	12480	58080	8640
13	39360	39360	480	14	6720	64800	9120
14	42240	38880	4800	15	72000	136800	13920
15	43200	34080	480	16	7680	144480	14400
16	44640	33600	1440	17	24480	168960	15840
17	48000	32160	3360	18	60480	229440	19200
18	45600	28800	960	19	18240	247680	20160
19	45120	27840	960	20	19200	266880	21120
20	44160	26880	0	21	0	266880	21120
21	43680	26880	960	22	21120	288000	22080
22	40320	25920	0	23	0	288000	22080
23	38880	25920	25920	24	622080	910080	48000

Строим суточные графики нагрузки и их интегральные кривые представлены в приложении А рисунки А.1 и А.2.

### 2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня находится следующим образом:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.9)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;  
Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{cp} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.10)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;

$$a = \frac{P_3^{\text{cp}} + P_{\text{л}}^{\text{cp}}}{2} = \frac{48000 + 28800}{2} = 38400 \text{ МВт}; \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_3^{\text{cp}} - P_{\text{л}}^{\text{cp}}}{2} = \frac{48000 - 28800}{2} = 9600 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

Тогда среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{\text{cp}} = 38400 + 9600 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right). \quad (2.13)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.7 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

Месяц	$P_{\text{max}}$	$\bar{P}_{\text{cp}}$
1	47673	38949
2	45191	37093
3	40891	33719
4	35924	29759
5	31620	26314
6	29131	24353
7	29123	24347
8	31598	26296
9	35894	29735
10	40861	33694
11	45169	37075
12	47665	38943

## Гистограмма максимальных и среднемесячных нагрузок

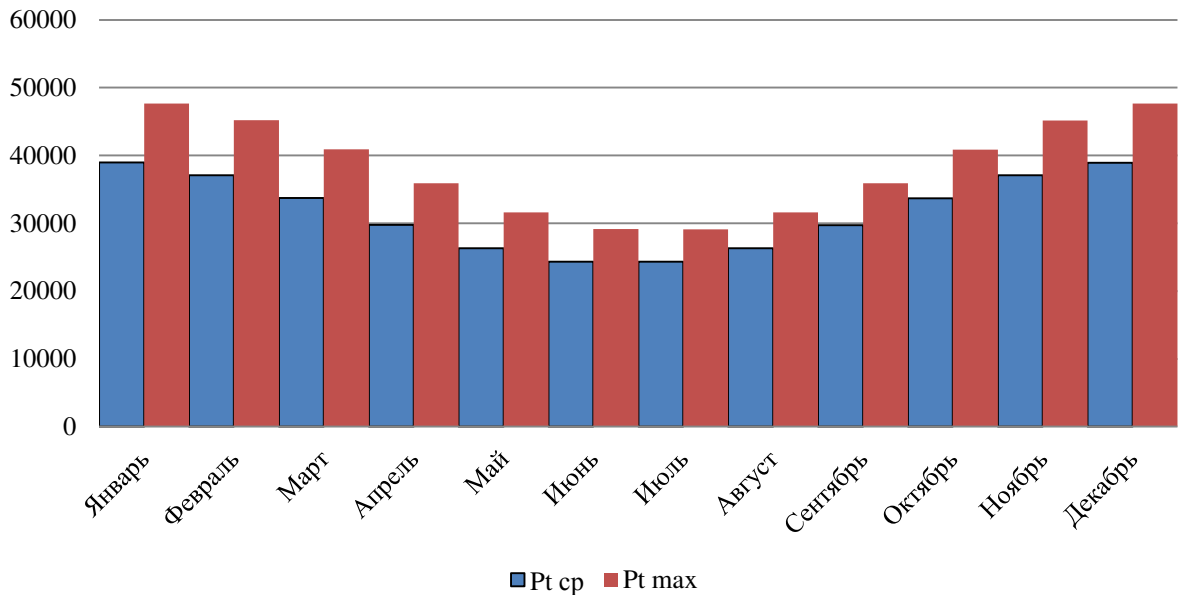


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

### 2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Определение гарантированной энергоотдачи по условиям маловодного года проводится поэтапно. Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца, по формуле

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.14)$$

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

$Q_i^{пр90\%}$  - бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$  - подведенный напор ГЭС.

Подведенный напор (нетто) определяется, как

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.15)$$

где  $Z_{ВБ}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 422,0 м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 1,4$  м – потери напора в водоподводящем тракте.

## Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где  $k_N, H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – то же, что и в формуле (2.14);

$Q_{\text{ВХК}}$  - расход воды по требованиям участников ВХК.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Оценка работы по водотоку

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Q,быт 90%,куб.м/сек	134	68	171	429	1729	2154	460	344	231	242	100	72
Q,испар,куб.м/сек	0	0	0	0	19	19	19	19	19	19	0	0
Q, лед,куб.м/сек	-9	-6	0	20	50	30	0	0	0	-7	-24	-49
Q,фильтрация,куб.м/сек												
Q, потребление из вдхр	2	2	2	2	3	3	3	3	3	29	2	2
Q, шлюзование,куб.м/сек	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q, ВХК,куб.м/сек	165	165	165	165	300	300	300	300	300	300	165	165
Q, сан.попуск,куб.м/сек	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
сум. Q потерь,куб.м/сек	-7	-4	2	22	72	52	22	22	22	41	-22	-47
Q полезное,куб.м/сек	141	72	169	407	1657	2102	438	322	209	201	122	119
Отметка нпу,м	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422
Отметка нб, м	344	343	344	346	352	353	347	346	345	345	344	344
Напор, м	77	77	76	74	69	68	74	75	76	76	77	77
N быт, МВт	95	49	114	266	1006	1256	285	212	140	135	82	81
Q, ВХК,куб.м/сек	165	165	165	165	300	300	300	300	300	300	165	165
Отметка нпу, м	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422
Отметка нб, м	344	344	344	344	345	345	345	345	345	345	344	344
Напор, м	77	77	77	77	76	76	76	76	76	76	77	77
N вхк, МВт	112	112	112	112	201	201	201	201	201	201	112	112
Nбыт-N вхк	-17	-63	1	154	805	1055	84	11	-61	-66	-30	-32

## 2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

В водно – энергетическом расчете определяется режим сработки ГЭС по активной мощности.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{Ф}} - Q_{\text{ИСП}} - Q_{\text{Л}}, \quad (2.17)$$

где  $Q_{\text{БЫТ}}$  – бытовой расход реки;

$Q_{\text{Ф}}$  – потери расхода на фильтрацию;

$Q_{\text{ИСП}}$  – потери расхода на испарение;

$Q_{\text{Л}}$ –потери на ледообразование.

Расход воды в нижний бьеф

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}}, \quad (2.18)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты.  
Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{ВДХ}} \cdot \Delta t, \quad (2.19)$$

где  $\Delta t$  - число секунд в месяце;  
 $Q_{\text{ВДХ}}$  - расход воды из водохранилища.  
Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ПОЛ}} + Q_{\text{ВДХ}}, \quad (2.20)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ  $Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{ВБ}}(V_{\text{ВБ}})$ . Средний уровень ВБ

$$Z_{\text{ВБ ср}} = \frac{(Z_{\text{ВБ}}^{\text{Н}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{К}})}{2}. \quad (2.21)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ  $Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ .

Напор ГЭС

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.22)$$

где  $\Delta h$  - потери напора в подводящих сооружениях,  $\Delta h = 1,4$  м.  
Среднемесячная мощность ГЭС

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.23)$$

где  $k_N$  - коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ .

В ходе первого водно-энергетического расчета водохранилища недобрали 30 см до уровня НПУ . Уменьшаем гарантированную мощность в январе и декабре до 1000 МВт. Результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в маловодном году приведён в приложении А таблицы А.2-А.5.

Согласно приведенным расчетам, отметка УМО принята равной 409,60 , так как она является низшей за расчетный период график сработки -наполнения представлен на рис. 2.4.



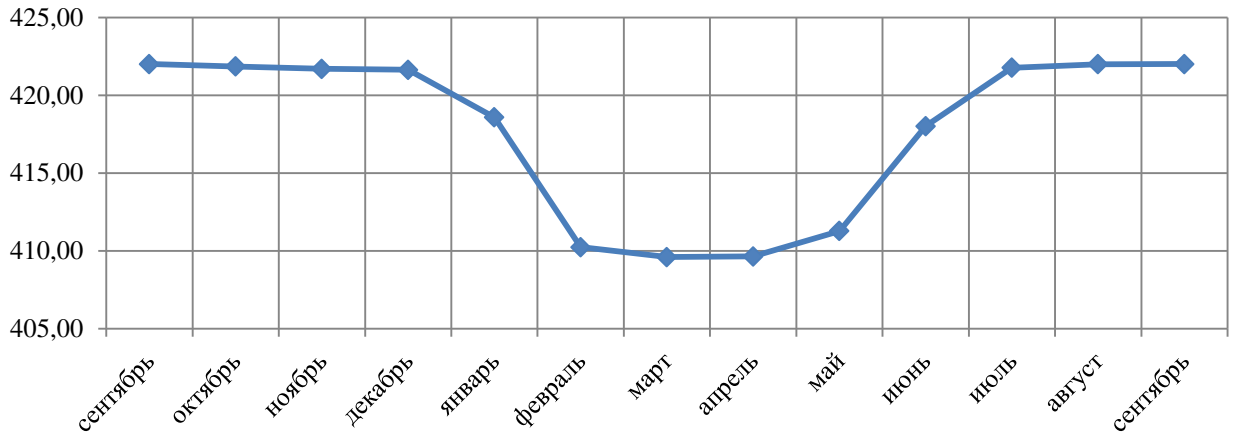


Рисунок 2.4 –График сработки -наполнения в маловодном год Из двух вариантов среднегодовой выработки выбираем больший и принимаем его среднееголетним, графики отображены на рисунке 2.5.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{многол.}} = 4,45 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

График сработки-наполнения вдхр.

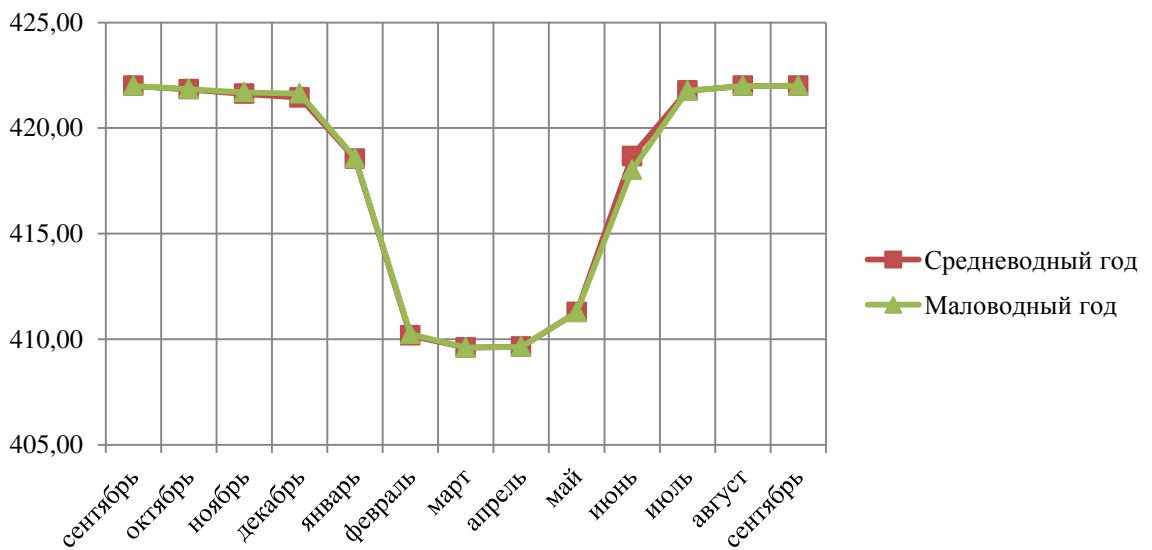


Рисунок 2.5 –График сработки-наполнения в средневодном годе

$$N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} = 1000 \text{ МВт и } N_{\text{ВХК}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.24)$$

Выработка энергии

$$\mathcal{E}_{\text{гар сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24. \quad (2.25)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Баз сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{ВХК}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 \quad (2.26)$$

Оставшейся мощностью разместимся в полупиковой зоне суточного графика нагрузки

$$\mathcal{E}_{\text{пик сут}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{гар сут}}^{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_{\text{Баз сут}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.37)$$

Рабочая мощность в пиковой зоне, с учетом 10 часовой работы, составит

$$N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пик сут}}^{\text{ГЭС}}}{10} \quad (2.28)$$

Рабочая (вытесняющая) мощность проектируемой ГЭС в зимний период составит

$$N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{ВХК}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.29)$$

что не превышает гарантированную мощность более, чем в 2 раза.

Результат расчётов рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС наносим на годовой график максимальных мощностей энергосистемы рис. 2.6.

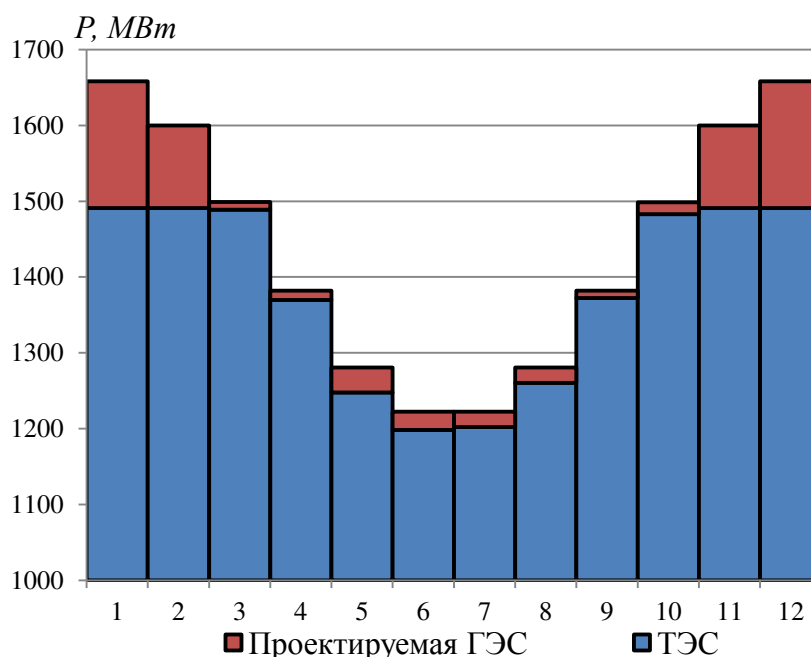


Рисунок 2.6 –График максимальных мощностей энергосистемы

## 2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

Установленная мощность проектируемой ГЭС определяется как сумма ее максимальной рабочей мощности и резерва, отнесенного на эту станцию

$$N_{уст}^{пр ГЭС} = N_{раб} + N_{рез}, \quad (2.30)$$

$$N_{рез} = 1,5\%N_{раб} = 0,015 \cdot 2060 = 30,9 \text{ МВт}; \quad (2.31)$$

$$N_{уст}^{пр ГЭС} = 2060 + 30,9 = 2090,9 \text{ МВт}.$$

Баланс мощности приведен в таблице 2.13.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{4} \cdot 1 = \frac{161}{4} = 522,73 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.32)$$

$$N_{уст}^{КЭС} = N_{раб} + N_{ав.рез} + N_{наг.рез}, \quad (2.33)$$

$$N_{ав.рез} = 7\%N_{раб} = 0,07 \cdot 2060 = 144,2 \text{ МВт}; \quad (2.34)$$

$$N_{наг.рез} = 1,5\%N_{раб} = 0,015 \cdot 2060 = 30,9 \text{ МВт}; \quad (2.35)$$

$$N_{уст}^{КЭС} = 2060 + 144,2 + 30,9 = 2235,1 \text{ МВт}. \quad (2.36)$$

Таблица 2.9 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	сущ гэс.все вместе				гэс			
	Нраб	Нав	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нав	Нрем
1	12000	960	240		33613	672	2689	
2	12000	960	240		31371	627	2510	
3	12000	960	240		27291	546	2183	
4	12000	960	240		22524	450	1802	
5	12000	960	240		18380	368	1470	5000
6	12000	960	240		16031	321	1282	7600
7	12000	960	240		16023	320	1282	7600
8	12000	960	240		18358	367	1469	5000
9	12000	960	240	3000,0	22494	450	1800	
10	12000	960	240		27261	545	2181	
11	12000	960	240		31349	627	2508	
12	12000	960	240		33605	672	2688	

Продолжение таблицы 2.9

Месяц	ЭС			проект гэс		
	P <sub>тmax</sub>	P ав.рез	P нагр.рез	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>
1	47673	3813,9	953,5	2060	206,0	
2	45191	3615,3	903,8	1820	182,0	
3	40891	3271,3	817,8	1600	160,0	
4	35924	2873,9	718,5	1400	140,0	515
5	31620	2529,6	632,4	1240	124,0	
6	29131	2330,5	582,6	1100	110,0	
7	29123	2329,8	582,5	1100	110,0	
8	31598	2527,9	632,0	1240	124,0	
9	35894	2871,6	717,9	1400	140,0	
10	40861	3268,9	817,2	1600	160,0	
11	45169	3613,5	903,4	1820	182,0	
12	47665	3813,2	953,3	2060	206,0	

Годовой график баланса мощности энергосистемы в маловодном году представлен на рис.2.7

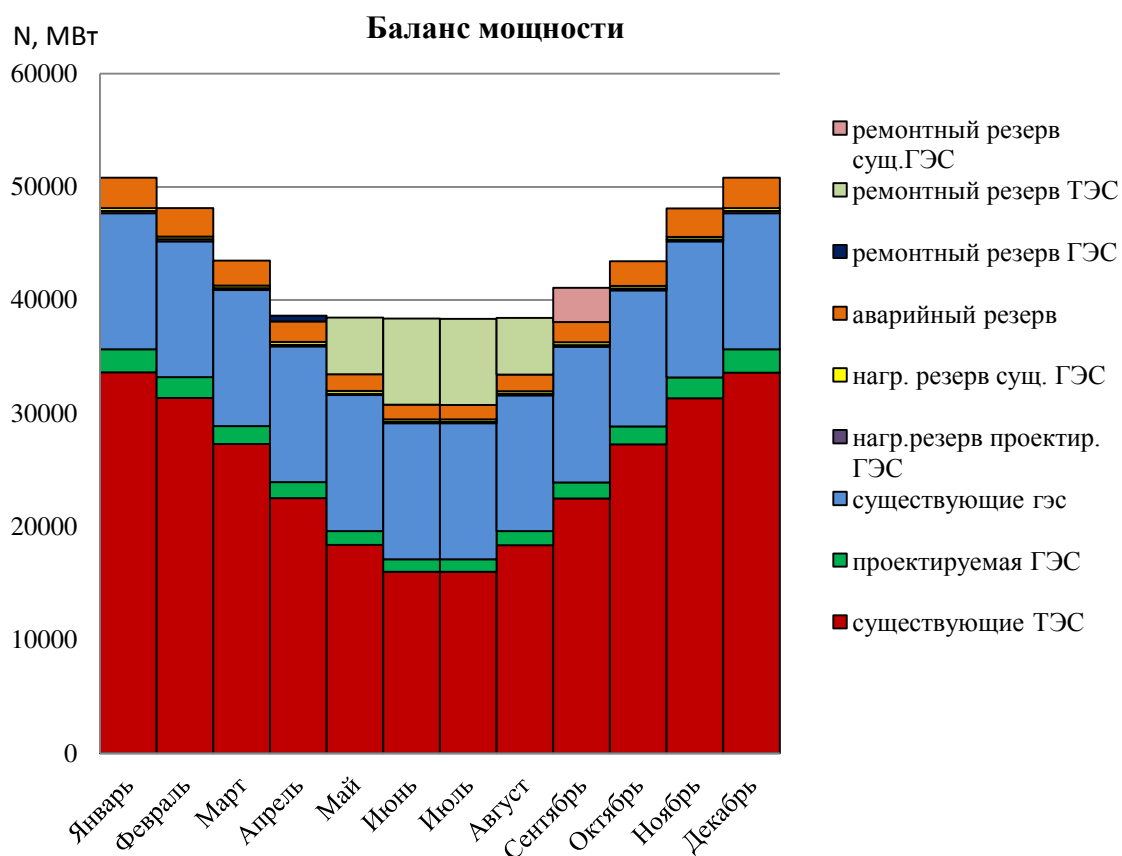


Рисунок 2.7 – Годовой график баланс мощности энергосистемы в маловодном году

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях  $Z_{вб}$  и  $Q_{ГЭС}$ .

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $Z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности:

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

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре  $H_p$  (рисунок 3.1).

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

кривые связи нб для летних и зимних условий			напорные характеристики			линия огр. по расчётной $N_{уст}$		линия огр. по проп.способн.ГЭС		линия огр. по сан.попуск	
$Q_{нб}$	$Z_{нб,лето}$	$Z_{нб,зима}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1(p)}$	$H$	$Q$	$H$	$Q$	$H$	$Q$
40,56	-	342,8	77,8	65,4	70,1	70,0	3563,2	60,0	4526,2	100	85
419,64	-	346,5	74,1	61,7	66,4	65,0	3837,3	59,0	4488,4	0	85
798,72	-	348,6	72,0	59,6	64,3	60,0	4157,0	58,0	4450,2	-	-
1177,8	-	350,2	70,4	58,0	62,7	55,0	4535,0	57,0	4411,6	-	-
1556,88	-	351,4	69,2	56,8	61,6	-	-	56,0	4372,8	-	-
1935,96	-	352,3	68,3	55,9	60,6	-	-	55,0	4333,5	-	-
2315,04	-	353,2	67,5	55,1	59,8	-	-	54,0	4294,0	-	-
2694,12	-	353,9	66,7	54,3	59,1	-	-	53,0	4254,0	-	-
3073,2	-	354,5	66,1	53,7	58,4	-	-	52,0	4213,7	-	-
3452,28	-	355,0	65,6	53,2	57,9	-	-	50,0	4131,9	-	-

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рисунок 3.1.

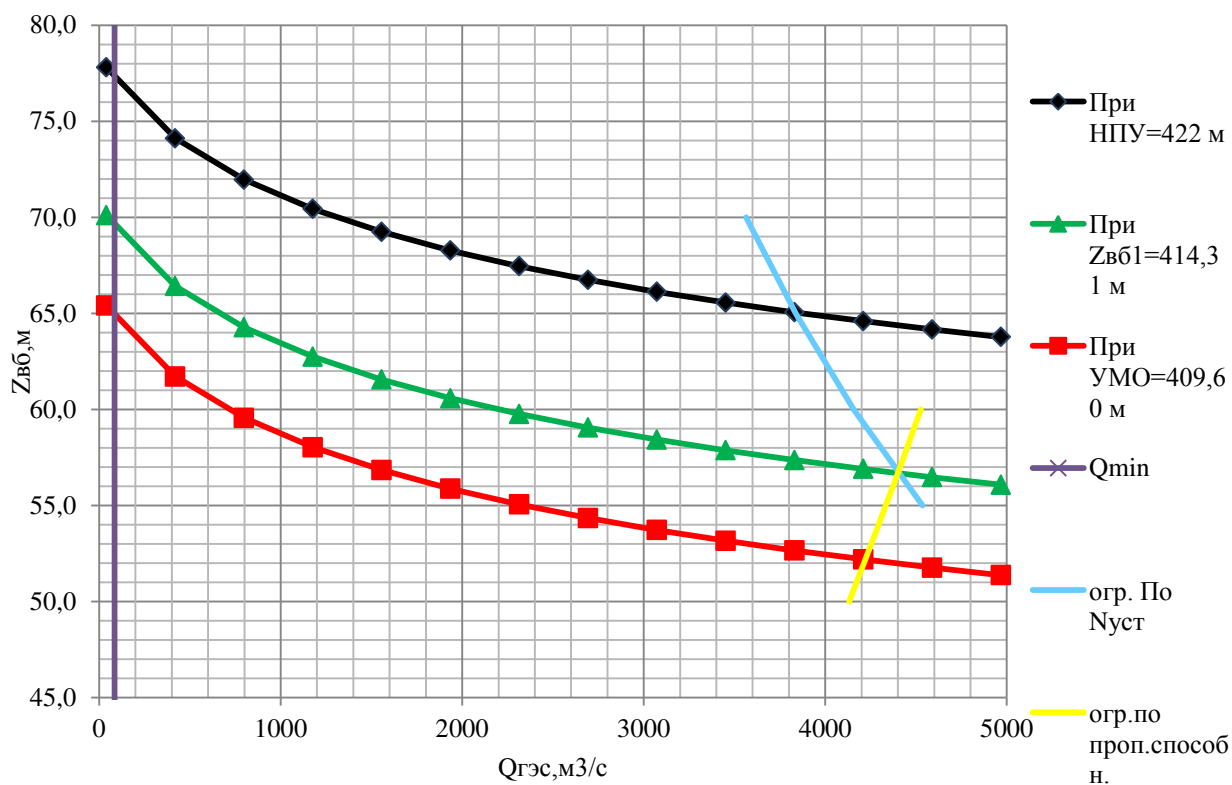


Рисунок 3.1 – Режимное поле Октябрьской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 56,5$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 52,1$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 75$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 3936$  м<sup>3</sup>/с.

Диапазону напоров соответствуют РО75а – В и РО75б – В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО75а – В	РО75б – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{max}, \text{м}$	75	75
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,60	0,60
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{io}, \text{мин}^{-1}$	83	70
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{io}, \text{л/с}$	1020	1010

Продолжение Таблицы 3.2

Параметр		P075a – B	P075б – B
Наименование	Обозначение		
Оптимальный КПД модели	$\eta_{mo}$	0,92	0,918
Приведенный максимальный расход	$Q'_{imax}$ , л/с	1200	1150-1220
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{imax}$	0,13	0,12-0,128
Диаметр модельной турбины	$D_{1M}$ , м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_M$ , м	4	4
Температура воды при испытании	$t_m$ , °C	20	7

Приведенный расход воды в расчётной точке  $Q'_{1p} = 1,2 \text{ м}^3/\text{с}$ . Так же намечаем расчётную точку для P075б – B,

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

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

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

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (по [1, с.145]  $\vartheta_H = 1,51 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $\vartheta_M = 0,99 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$ ).

Мощность одного агрегата, кВт

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора, предварительно принимаем  $\eta_G = 0,98$ .

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

Рассчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения, об/с:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_r}{\eta_m}$  поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

Результаты расчета, удовлетворяющие нашим условиям, представлены в таблицах 3.3-3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО75а – В

Параметры			Турбина РО75а-В			
$D_1$ , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8,5
$\eta_r$	0,931	0,932	0,932	0,932	0,933	0,934
$N'_a$ , МВт	162557,6	179297	202896,8	227960,6	254488,8	327219,4
$n$ , шт	13,29	12,05	10,65	9,48	8,49	6,60
$n_{окр}$ , шт	14	13	11	10	9	7
$N_{I_{га}}$ , МВт	154285,7	166153,8	196363,6	216000	240000	308571,4
$\Delta P$	1,0462	1,0467	1,0472	1,0478	1,0482	1,0493
$n^*_{синх}$ , об/мин	102,37	102,32	96,64	91,53	84,14	75,19



Продолжение таблицы 3.3

Параметры			Турбина РО75а-В			
D <sub>1</sub> , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8,5
n <sub>синх</sub> , об/мин	107,1	107,1	101,2	95,9	88,2	78,9
n' <sub>min</sub> , об/мин	70,47	76,15	75,60	77,04	74,60	75,59
n' <sub>p</sub> , об/мин	81,20	87,74	87,10	86,65	85,96	87,10
n' <sub>max</sub> , об/мин	84,56	91,37	90,71	92,15	89,51	90,70
Q'' · η <sub>T</sub> (H <sub>p</sub> )	1,06	1,04	1,08	1,05	1,06	1,06
Q'' · η <sub>T</sub> (H <sub>max</sub> )	0,69	0,68	0,71	0,71	0,69	0,69
η <sub>T</sub> , %	88,2	90	87,8	89,7	88,8	88,9
Q, л/с	1200	1160	1230	1170	1195	1192
Q <sub>min</sub> H <sub>max</sub>	0,941	0,853	0,754	0,671	0,601	0,468
Q <sub>min</sub> H <sub>min</sub>	1,129	1,023	0,905	0,805	0,722	0,562

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D<sub>1</sub> гидротурбины РО75б – В

Параметры	Турбина РО75б-В					
D <sub>1</sub> , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8,5
η <sub>T</sub>	0,930	0,931	0,932	0,932	0,933	0,934
N' <sub>а</sub> , МВт	165066,4	182181,4	206271,3	231635,9	258748,3	332703,9
n, ШТ	13,09	11,8	10,47	9,33	8,35	6,49
n <sub>окр</sub> , ШТ	14	12	11	10	9	7
N <sub>1га</sub> , МВт	154285,7	180000	196363,6	216000	240000	308571,4
ΔP	1,0131	1,0142	1,0152	1,0153	1,0163	1,0174
n* <sub>синх</sub> , об/мин	88,27	84,11	79,13	74,67	70,73	62,44
n <sub>синх</sub> , об/мин	89,43	85,30	80,33	75,81	71,88	80,7
n' <sub>min</sub> , об/мин	61,56	61,62	61,68	61,68	61,75	78,53
n' <sub>p</sub> , об/мин	70,92	70,99	71,07	71,07	71,14	90,47
n' <sub>max</sub> , об/мин	73,86	73,93	74,05	74,01	74,09	94,22
Q'' · η <sub>T</sub> (H <sub>p</sub> )	1,06	1,04	1,08	1,05	1,06	1,06

Продолжение таблицы 3.4

Параметры			Турбина PO756-B			
D <sub>1</sub> , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8,5
$Q'' \cdot \eta_T(H_{max})$	0,69	0,68	0,71	0,71	0,69	0,69
$\eta_T, \%$	86,9	87,8	86,0	87,5	86,8	90,5
Q, л/с	1220	1185	1256	1200	1221	1172
Q <sub>min</sub> H <sub>max</sub>	0,956	0,867	0,766	0,682	0,611	0,475
Q <sub>min</sub> H <sub>min</sub>	1,147	1,039	0,919	0,818	0,733	0,570

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{I_{max}}$ ,  $n'_{I_p}$ ,  $n'_{I_{min}}$  (приложении Б рисунки Б.1-Б.4).

Определяем окончательно положение расчетной точки:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{I_{max}}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в формулу (3.12) вместо  $H_p$  максимальный напор.

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке.

Полученные координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору так же сведём в таблицы 3.3 и 3.4.

### 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 75$  м и  $H_{min} = 52,1$  м по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot H} \quad (3.13)$$

Данный расчёт сведём в таблицу 3.6. Линии ограничения по минимальному расходу показаны в приложении Б рисунки Б.1-Б.4.

Таблица 3.6 – Координаты ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	Координаты ограничения по минимальному расходу $Q'_l, \text{ м}^3/\text{с}$	
	При $H_{min}$	При $H_{max}$
PO75a – B – 600	1,129	0,941
PO75a – B – 630	1,023	0,853
PO75a – B – 670	0,905	0,754
PO75a – B – 710	0,805	0,671
PO75a – B – 750	0,722	0,602
PO75a – B – 850	0,562	0,468
PO756 – B – 600	1,147	0,956
PO756 – B – 630	1,040	0,867
PO756 – B – 670	0,919	0,766
PO756 – B – 710	0,818	0,682
PO756 – B – 750	0,733	0,611
PO756 – B – 850	0,570	0,475

Далее проводятся расчёты только для PO75a – B - 710, так как на других диаметрах точка оптимума находится за границами зоны работы турбины.

### 3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{max}$ ;
- работа одного агрегата при  $H_{min}$  и максимальном открытии направляющего аппарата;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_p$ .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.П.Л.}, \quad (3.15)$$

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

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

$k_\sigma$  - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной турбины к натурной, принимаем равным 1,1;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{х.пл}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО – турбин  $\Delta Z_{х.пл} = B_0/2$ .

### 3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{max}$

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по генератору и приведённой частоты вращения  $n'_{imin}$ , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее пересчитываем координату универсальной характеристики в расход для натурной турбины по формуле:

$$Q_a = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.16)$$

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике  $H(Q)$  при отметке НПУ=422м.

Координаты точки:  $H_{арп} = 75,0$  м.

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_1$ :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{арп}}} = \frac{95,9 \cdot 7,1}{\sqrt{1,048 \cdot 75,0}} = 76,81 \text{ об/мин}$$

На универсальной характеристике проводим линию 76,81 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем  $\sigma = 0,085$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{нб} = 345,89$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{345,89}{900} - 75,0 \cdot 0,085 + 2,70 - 1,5 = 4,77 \text{ м.}$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

### 3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_p$

На главной универсальной характеристике в расчётной точке соответствующей приведённой частоты вращения  $n'_{Ip}$ , определяем координаты

приведённого расхода и коэффициент кавитации.

**Гидротурбина PO75a – B – 710**

Получим координаты точки:  $Q'_l = 1,68 \text{ м}^3/\text{с}, \sigma = 0,085$ .

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,68 \cdot 710^2 \cdot \sqrt{1,048 \cdot 56,5} = 437 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 346,65 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_S = -0,15 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

**3.3.3 Работа одного агрегата при  $H_{\text{min}}$  и максимальном открытии направляющего аппарата**

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по турбине и приведённой частоты вращения  $n'_{\text{min}}$ , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

**Гидротурбина PO75a – B – 710**

Получим координаты точки 3:  $Q'_l = 1,58 \text{ м}^3/\text{с}, \sigma = 0,68$ .

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,58 \cdot 710^2 \cdot \sqrt{1,048 \cdot 52,1} = 358 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 346,52 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_S = 1,25 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

Полученные результаты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м	$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	$\nabla Z_{\text{р.к.}}$	$\nabla Z_{\text{р.к}}$
PO75a-B-710	7,1	10	95,9	216,0	-0,15	4,77	1,25	346,50	350,66	347,77

Выполнив сравнение возможных вариантов типов турбин и диаметров рабочих колес, принимаем рабочее колесо РО75а – В – 710. Проточная часть представлена в приложении Б рисунок Б.5.

### 3.3.4 Выбор отметки расположения рабочего колеса

Определение отметок для трех режимов работы:

а) работа одного агрегата с расчетной мощности при  $H_{\max}$ ;

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.17)$$

$$\nabla Z_{P.K.} = 346,65 + (-0,15) = 346,5 \text{ м.}$$

б) работа одного агрегатов с расчетной мощностью при  $H_p$ ;

$$\nabla Z_{P.K.} = 345,89 + 4,77 = 350,66 \text{ м.}$$

в) Работа одного агрегата при  $H_{\min}$  и максимальном открытии направляющего аппарата;

$$\nabla Z_{P.K.} = 346,52 + 1,25 = 347,77 \text{ м.}$$

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 7,1$  м и напору  $H_{\text{пред}} = 75$  м определяем по номограмме [4, с.144] для турбины РО75а-В тип маслонапорной установки. МНУ 20/5-40-20-5 с гидроаккумулятором ГА20/5 – 40.

Маслонапорная установка - МНУ 20/5-40-20-5.

емкость  $20 \text{ м}^3$ ;

число сосудов 5;

давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>).

Маслонасосный агрегат – ГА20/5 – 40

сливной бак МА 20– 5;

емкость бака  $20,0 \text{ м}^3$ ;

количество насосов 5 шт.

число сосудов 5 шт;

По справочным данным [4, стр.104] выберем электрогидравлический регулятор на микропроцессорах с диаметром главного золотника 100 мм ЭГР 2МП-100-11.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ1260/235-60. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ1260/235-60

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	$S_{\text{ном}}$	250
Номинальная активная мощность, МВт	$P_{\text{ном}}$	240
Коэффициент мощности, о.е.	$\cos\varphi$	0,85
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}}$	15,75
Номинальный ток, кА	$I_{\text{ном}}$	7,54

Продолжение таблицы 3.9 – Номинальные данные гидрогенератора СВ1260/235-60

Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{\text{ном}}$	100
Сопротивление обмотки статора, о.е.	$X_d$	1,0
Переходное сопротивление, о.е.	$X'_d$	0,33
Сверхпереходное сопротивление, о.е.	$X''_d$	0,22
Исполнение	Зонтичное	

### 3.6 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности четырёх генераторов СВ1260/235-60:

$$P_{\text{уст}} = n_G \cdot P_G = 10 \cdot 240 = 2400 \text{ МВт.} \quad (3.38)$$

где  $n_G = 10$  - количество генераторов;  
 $P_G = 240$  МВт - активная мощность генератора.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор номинального напряжения линий

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

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

Определим напряжение, на котором будет осуществляется передача ЭЭ проектируемой гидроэлектростанции, по формуле Заллеского А.М., применяемая при условии  $P > 60 \text{ МВт}$  и  $L < 1000 \text{ км}$ :

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(0.1 + 0.015\sqrt{L})} = 476.41 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

где  $P$  - активная мощность передаваемая по 1 линии;

$L$  - длина линии.

Выдача мощности проектируемой ГЭС будет осуществляться на напряжении 500 кВ.

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$l$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА
10×240	15,75	0,85	500	150	150

1.  $T_{\text{max}} = 7000 \text{ час/год.}$
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд  $P_{\text{сн}} = 0,01P_{\text{уст.ГЭС.}}$
4. Коэффициент мощности собственных нужд  $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном.}}$



## 4.2 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов

Определим величину максимальной нагрузки на РУВН

$$S_{\Sigma} = n_G \cdot S_G = 10 \cdot \frac{240 - 240 \cdot 0,01}{0,85} = 2795,3 \text{ МВА.} \quad (4.2)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 800 \text{ МВт}; \quad K = 1; \quad \cos\varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{(2400 - 2400 \cdot 0,01)}{(1 \cdot 800 / 0,85)} \approx 3 \text{ шт.} \quad (4.3)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3 + 1 = 4$   
Максимальный рабочий ток

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2795,3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 807 \text{ А.} \quad (4.4)$$

Рабочий расчетный ток

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max.раб}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{расч}} = 807 \cdot 1,4 \cdot 0,75 = 847,4 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=500\text{кВ}$  необходимо выбрать провод марки АС – 240/32.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 1060 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Длительно допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А} > I_{\text{п.ав}} = 1060 \text{ А,}$$

следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

По полученному значению по справочным данным [8] выбираем провод АС – 240/32, характеристика провода представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика провода АС – 240/32

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество проводов в фазе, шт	Активное сопротивление, Ом/км	Индуктивное сопротивление, Ом/км
240/32	3	0,304	0,602

### 4.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок (генератор-трансформатор);
- укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов);
- объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенные между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов).

### 4.4 Выбор основного оборудования главной схемы

#### 4.4.1 Выбор синхронных генераторов

По полученным данным выбирается синхронный генератор СВ – 1260/235-60 производства ООО"Силовые машины". Его параметры указаны в таблице 4.3.

Таблица 4.3 –Паспортные данные генератора СВ - 1260/235-60

Номинальная мощность, МВ·А МВт		U <sub>Г ном</sub> ,кВ	cos φ <sub>Г</sub> ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub>	P <sub>Г ном</sub>				x <sub>d</sub> "	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
250	240	15,75	0,85	0,97	0,22	0,33	1,02

#### 4.4.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{240 - 240 \cdot 0,01}{0,85} = 279,53 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-400000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4-Каталожные данные трансформатора ТД-400000/500

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
400	525	15,75	11	880	330	0,40

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{7000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5379 \text{ ч/год}, \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

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

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

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

$\omega = 0,053$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,330 \cdot 8727 = 2879,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,880}{1} \cdot \left( \frac{279,53}{400} \right)^2 \cdot 5379 = 2311,65 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

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

где  $\gamma_0$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

$$I_{пот} = (2879,91 + 2311,65) \cdot 7000 \cdot 0,58 = 21077,73 \text{ тыс. руб/год}$$

Для десяти блоков:

$$I_{пот}^{500} = 10 \cdot 21077,73 = 210777,3 \text{ тыс. руб/год.}$$

### **Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенным блоком**

$$S_{расч} = \frac{P_{ГНОМ} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{240 - 240 \cdot 0,01}{0,8} = 279,53 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТЦ-400000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5-Каталожные данные трансформатора ТЦ-400000/500

S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>Н</sub> , кВ		U <sub>К</sub> , %	ΔP <sub>К</sub> , кВт	ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	I <sub>Х</sub> , %
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>				
400	525	15,75	11	880	330	0,40

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{7000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5379 \text{ ч/год,}$$

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 2 \cdot 0,330 \cdot 8727 = 5795,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,880}{2} \cdot \left( \frac{279,53}{400} \right)^2 \cdot 5379 = 1115,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{пот} = (5795,82 + 1115,82) \cdot 7000 \cdot 0,58 = 28223,67 \text{ тыс. руб/год}$$

$$I_{\text{пот}2}^{500} = 10 \cdot 28223,67 = 282236,7 \text{ тыс. руб/год.}$$

### Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(240 - 240 \cdot 0,01)}{0,85} = 529,06 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ОРЦ 533000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6-Каталожные данные трансформатора ТДЦ 533000/500

$S_{\text{ном}}, \text{МВТ}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
533	525	15,75	15	1200	380	0,35

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5110}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5379 \text{ ч/год.}$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,38 \cdot 8727 = 3316,26 \text{ МВТ} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{1,2}{1} \cdot \left(\frac{529,06}{533}\right)^2 \cdot 5379 = 6359,72 \text{ МВТ} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\text{пот}} = 7000 \cdot 0,58 \cdot (3316,26 + 6359,72) = 39284,79 \text{ тыс. руб/год}$$

$$I_{\text{пот}2}^{500} = 5 \cdot 39284,79 = 19642,95 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

##### Выбор трансформаторов собственных нужд для схем с одиночными и объединенными блоками

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

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}} = 0,01 \cdot \frac{240}{0,85} = 2824 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (4.14)$$

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012«Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются ближайшие по мощности трансформаторы ТСЗ-3200/15 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7-Каталожные данные трансформатора ТСЗ-3200/15 УЗ

$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{н}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$			
3200	15,75	0,4	6	21	3,8

##### Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы с укрупненными блоками

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

$$S_{с.н.} = 2 \cdot (0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}}) = 2 \cdot (0,01 \cdot \frac{240}{0,85}) = 5648 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются 2 трансформатора ТСЛ-6300/20 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8-Каталожные данные трансформатора ТСЛ-6300/20 УЗ

$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
6300	20	0,4	8	36	6,2

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

$$P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 2400 = 24 \text{ МВт.} \quad (4.16)$$

По каталогу ООО «Производственная компания ТРАНСИНЖИНИРИНГ» (Екатеринбург) выбирается 1 трансформатор ТСЛ-6300/35, стоимостью 3000 тыс.руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9-Каталожные данные трансформатора ТСЛ-6300/35

$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
6300	35	0,4	8	36	8,5

Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др.предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);

Согласно стандарту [8]: «...необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Билибинской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции Мандриково 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Выбираем дизель-генераторную установку ADM-6300 MTU мощностью 7875 кВт на напряжение 400 В.

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек

распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} \quad (4.17)$$

где  $K_{\text{T}}$ —стоимость силового трансформаторов;

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$ —стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{КРУЭ}}$ —стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  — число силовых трансформаторов;

$m$ — число трансформатора собственных нужд;

$t$  — число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.17):

$$K_1 = 24 \cdot 65,4 + 10 \cdot 37,2 + 10 \cdot 0,78 = 1949,4 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.17):

$$K_2 = 18 \cdot 65,4 + 10 \cdot 37,2 + 10 \cdot 0,78 = 1557 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.17):

$$K_3 = 18 \cdot 65,4 + 5 \cdot 76,8 + 4 \cdot 0,87 = 1564,68 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.18)$$

где  $E_{\text{н}}=0,15$ —нормативный коэффициент ,

$K_i$ - капиталовложения,

$I_i$ - величина издержек на потери электрической энергии



Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.2):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1425,9 + 210,8 = 503,21 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.18):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1557 + 282,2 = 515,75 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком по формуле (4.18):

$$Z_3 = 0,15 \cdot 1564,68 + 170,5 = 405,2 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами с одиночным и укрупненным блоками:

$$P = \frac{Z_1 - Z_3}{Z_1} \cdot 100\% \quad (4.19)$$

$$P = \frac{503,21 - 405,2}{503,21} \cdot 100\% = 18,5\%$$

Данные значения полных приведенных затрат различаются больше чем на 5%, из этого можно сделать вывод, что вариант с укрупненным блоком экономически выгоднее. В качестве окончательного варианта принимается схема с укрупненными блоками.

Число присоединений РУ-500 кВ: 4 (4 ВЛЭП 500 кВ, 5 блока). В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств

подстанций 35-750 кВ", выбираем вариант с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи

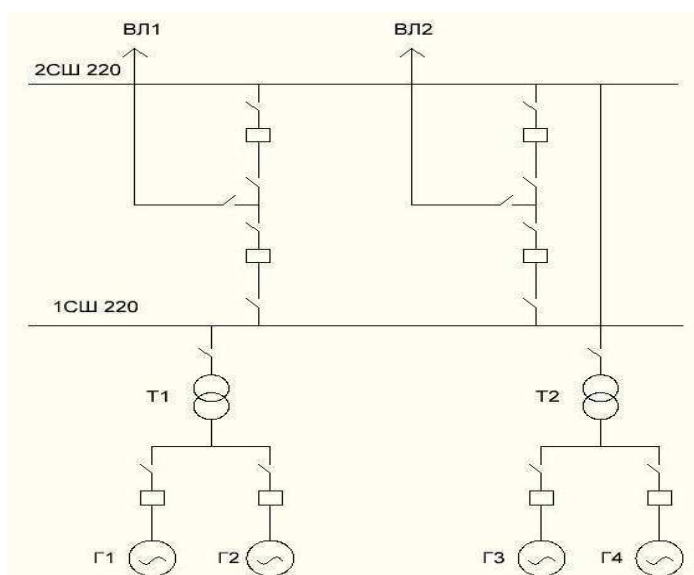


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема соединений КРУЭ 500 кВ.

#### 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin3

##### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,218 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{S_{б}}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{100}{250} = 0,088 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{б} = 1 \cdot 15,75 = 15,75 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{15 \cdot \left(\frac{525}{\sqrt{3}}\right)^2}{100 \cdot 533} = 25,9 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{15 \cdot 100}{100 \cdot 533} = 0,028 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{550^2}{150} = 2016,7 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

$$x_C = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{100}{150} = 0,666 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,602 \cdot 150}{4} = 22,56 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 525 = 525 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{550} = 0,029. \quad (4.29)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи. Синхронные генераторы:

$$r_G = \frac{x_G}{50} = \frac{0,284}{250} = 0,0011 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

Система:

$$r_C = \frac{x_C}{50} = \frac{2016,7}{250} = 8,0668 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,304 \cdot 150}{4} = 11,4 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Активные сопротивления трансформаторов:

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} * \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1,2}{2} * \frac{525^2}{533^2} = 0.5821 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} * \frac{S_6}{S_{НОМ}^2} = \frac{1,2}{2} * \frac{100}{533^2} = 0.00002 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{x_r}{\omega * r_t} = \frac{0,284}{314 * 0,00002} = 4,522 \text{ с.} \quad (4.35)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3

Нарисунка 4.2, 4.3 и 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

№	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш
1				зак	1	Блок1		16		
2				зак	2	Блок2		16		
3				зак	3	Блок3		16		
4				зак	4	Блок4		16		
5				зак	5	Блок5		16		
6				у	6	ОРУ		550		
7				у	7	Система		550		
8				у	8	Г1		16		
9				у	9	Г2		16		
10				у	10	Г3		16		
11				у	11	Г4		16		
12				у	12	Г5		16		
13				у	13	Г6		16		
14				у	14	Г7		16		
15				у	15	Г8		16		
16				у	16	Г9		16		
17				у	17	Г10		16		

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

№	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r	r0
1			Тр-р		Тр-р	1	8		Блок1 - Г1	0.58	25.90					0.029
2			Тр-р		Тр-р	1	9		Блок1 - Г2	0.58	25.90					0.029
3			Тр-р		Тр-р	2	10		Блок2 - Г3	0.58	25.90					0.029
4			Тр-р		Тр-р	2	11		Блок2 - Г4	0.58	25.90					0.029
5			Тр-р		Тр-р	3	12		Блок3 - Г5	0.58	25.90					0.029
6			Тр-р		Тр-р	3	13		Блок3 - Г6	0.58	25.90					0.029
7			Тр-р		Тр-р	4	14		Блок4 - Г7	0.58	25.90					0.029
8			Тр-р		Тр-р	4	15		Блок4 - Г8	0.58	25.90					0.029
9			Тр-р		Тр-р	5	17		Блок5 - Г10	0.58	25.90					0.029
10			Тр-р		Тр-р	5	16		Блок5 - Г9	0.58	25.90					0.029
11			Выкл		В...	6	1		ОРУ - Блок1							
12			Выкл		В...	6	2		ОРУ - Блок2							
13			Выкл		В...	6	3		ОРУ - Блок3							
14			Выкл		В...	6	4		ОРУ - Блок4							
15			Выкл		В...	6	5		ОРУ - Блок5							

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол
1			1	Г1	8	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
2			2	Г2	9	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
3			3	Г3	10	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
4			4	Г4	11	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
5			5	Г5	12	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
6			6	Г6	13	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
7			7	Г7	14	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
8			8	Г8	15	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
9			9	Г9	16	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
10			10	Г10	17	0.001	0.218	0.001	0.22	0.001	0.22	15.750			
11			11	Система	7	8.067	2 016.700	8.067	2 016.70	8.067	2 016.70	525.000			

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

### 4.6.3 Расчет токов короткого замыкания на сборных шинах и генераторном напряжении в программном комплексе RastrWin3

Результаты расчета представлены на рисунке 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.10.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1
1		1	1	3ф	8			229.2817	-89.31		

Рисунок 4.5 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1
1		1	1	1ф	6			5.4952	-89.64	

Рисунок 4.6 – Результаты расчета токов однофазного КЗ на СШ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI
1	1	1	3ф	6			10.9928	-89.64			0.0000	

Рисунок 4.7 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на СШ

Таблица 4.10 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Величина, кА
1 фна СШ	16,4856
3ф на СШ	10,9928
3ф	229,2817

#### 4.7 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы. При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г10 15,75кВ

$$I_{\Gamma \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном.}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9622 \text{ А} \quad (4.36)$$

где  $U_{\Gamma \text{ ном.}}$  – номинальное напряжение генератора;

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

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т5 определяется рабочим током генератора:

$$I_{\text{Т раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т вн.}}} = 1,05 \cdot \frac{533}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{525}{\sqrt{3}}\right)} = 106,6 \text{ кА}, \quad (4.37)$$

где  $U_{\text{Т вн}}$  – номинальное напряжение трансформатора;

$S_{\text{Т}}$  – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой 500 кВ:

Нормальный режим:

$$I_{\text{л.мах раб}} = \frac{S_{\text{мах раб}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{G1-G10}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 500} = 721 \text{ А}. \quad (4.38)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{л.утяж.раб}} = \frac{S_{G1-G10}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{л}} - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 500} = 962 \text{ А}. \quad (4.39)$$

Рабочий ток в присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

$$I_{\text{ТСН,раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ТСН,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН,ном}}} = 1,05 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 242,5 \text{ А}.$$

#### 4.7.1 Выбор коммутационных аппаратов генератора

На генераторном напряжении выбираем высоковольтный выключатель генераторный вакуумный УКВ-24 на номинальное напряжение 15,75 кВ, разработан концерн «Высоковольтный союз». Генераторный выключатель УКВ-24 предназначен для осуществления коммутационных операций в цепях генераторов. Он обладает высокой коммутационной способностью. Проведем сравнение параметров. Результат сравнения представлен в таблице 4.11.



Таблица 4.11.- Результат сравнения

Расчетные данные	HECS-9
$U_{НОМ} = 15,75$ кВ	$U_{НОМ} =$ до 31.8 кВ
$I_{раб\ max} = 9164$ А	$I_{НОМ} = 38500$ А
$I_{П0} = 229,2817$ кА	$I_{ОТКЛ\ НОМ} = 250$ кА
$i_y = 297,48$ кА	$i_y = 460$ кА

Выключатель состоит из элегазового выключателя, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, которое соответствует данному классу напряжения и прочим условиям, поэтому дополнительная проверка не требуется.

Полные технические характеристики HECS-9 представлены в таблице 4.12

Таблица 4.12 –Технические характеристики HECS-9

Наименование параметра	Ед.измер.	Знач.
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	31,8
Номинальная промышленная частота	Гц	50
Ток электродинамической стойкости	кА	460
Ток термической стойкости	кА, 3с	250
Номинальный ток отключения	кА	250
Собственное время включения	с	0,08
Собственное время отключения	с	0,05
Механический ресурс	В-О	10000

#### 4.7.2 Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 500 кВ

##### Выключатель

Каждый выключатель в КРУЭ 500 имеет три полюса, заключенными в металлических корпусах. Каждый полюс состоит из привода, колонки с двумя дугогасительными камерами и отсека с основной опорной конструкцией. Камеры соединены последовательно, чтобы гарантировать одновременное гашение дуги. Один выравнивающий конденсатор, установленный в каждой камере, обеспечивает ровное распределение напряжения на дугогасительных камерах. При капитальном ремонте дугогасительная камера легко вынимается из отсека. Выключатели относятся к типу компрессионных выключателей с одной ступенью давления и работают по новейшей технологии гашения дуги. Во время гашения сжимающий поршень в камере образует давление элегаза, необходимое для гашения дуги между контактами.



Таблица 4.13 – Сравнение параметров выключателя с параметрами системы

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель КРУЭ 500	В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем.  Дополнительной проверки не требуется.
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рабmax}} = 721 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 16,4856 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 63 \text{ кА}$	

### Проверка на динамическую устойчивость

$$i_{\text{уд}}^{\text{сш}} = \sqrt{2} I_n^{\text{сш}} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta_{\Sigma}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 16,4856 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,037}} \right) = 39,412 \text{ кА}$$

где  $I_n^{\text{сш}}$  -ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$$Ta_{\Sigma} = 0.037 \text{ с при } Ta_c = 0.045.$$

$$i_{\text{уд}}^{\text{сш}} < I_{\text{пр,скв}}$$

$$39,412 \text{ кА} < 63 \text{ кА}.$$

### Проверка на термическую стойкость

Расчетный тепловой импульс

$$B_{\text{Красч}} = I_n^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) = 16,4856^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 29,895 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальный тепловой импульс выключателя

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{T}}) = 63^2 \cdot (3) = 11907 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{Кном}};$$

$$29,895 \text{ кА}^2\text{с} < 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверка на периодическую составляющую

$$I_{\text{ат}} = I_{\text{по}} e^{-\tau/T_a} = 16,4856 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,037}} = 7,33;$$

$$I_y = \frac{I_{\text{ат}}}{I_{\text{по}}} \cdot 100\% = \frac{7,33}{16,4856} \cdot 100 = 44,46 \% < 45 \%$$

### Разъединитель

Разъединитель имеет модульную конструкцию. Он бывает двух типов- линейный и угловой. Угловой разъединитель, интегрированный в шины, обеспечивает высокую степень гибкости в схеме. В этом же отсеке можно разместить заземлитель. Привод имеет модульную конструкцию. Такая конструкция позволяет быстро заменять все модули, тем самым, обеспечивая удобство обслуживания и хороший доступ для проведения технического обслуживания и ремонта.

Таблица 4.14 – Сравнение параметров разъединителя с параметрами системы

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель КРУЭ 500	
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рабтах}} = 721 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 16,4856 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 63 \text{ кА}$	
	$I_{\text{дин.ст.}} = 170 \text{ кА}$	
	Комплектные разъединители КРУЭ 500	

Проверка разъединителя 500кВ на термическую и динамическую устойчивость

$$B_{\text{Кном}}^{\text{НОЖ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{ТН}}) = 63^2 \cdot (3) = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}}^{\text{заз}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{тз}}) = 63^2 \cdot (1) = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{Кном}}$$

$$29.895 \text{ кА}^2\text{с} < 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$29.895 \text{ кА}^2\text{с} < 3969 \text{ кА}^2\text{с}.$$

### **Трансформатор тока и трансформатор напряжения**

Трансформаторы напряжения однополюсные индуктивные (в дальнейшем «трансформатор напряжения») общего назначения, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 500 кВ. Поставляются в комплекте с ячейкой КРУЭ 500

### **Вспомогательное оборудование**

Блок сервера представляет собой микропроцессорное электронное устройство, осуществляющее сбор и анализ информации всех сетевых модулей и зарядно-подзарядных устройств, входящих в конфигурацию системы МСА. Блок сервера обеспечивает отображение на дисплее и передачу в АСУ ТП по интерфейсу RS-485 и протоколу Modbus RTU.

Устройство контроля изоляции и напряжения ИЗОИ предназначено для использования в щитах постоянного тока электростанций и подстанций, как самостоятельно, так и в составе микропроцессорной системы автоматики.

Защиту от перенапряжений выполняем ОПН. Примем к установке ОПН типа ОПН-П-500 УХЛ1 производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗАО «ЗЭТО»), который соответствует условию выбора ОПН по номинальному напряжению.

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и ненормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

#### **На главном генераторе СВ-1260/235-60:**

- 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 возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

#### **На силовом трансформаторе блока ТЦ 630000/500/15,75:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500кВ;

- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева.

#### **На трансформаторе СН ГЭС:**

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

#### **На линиях электропередачи 500кВ:**

- 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);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

## 5.2 Параметры защищаемого оборудования

Характеристики защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1, 5.2 и 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1260/235-60
мощность номинальная	полная, МВА	250
	активная, МВт	215
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		100
номинальный ток статора, кА		7,54
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1900
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		235
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,02
	переходное $X'd$	0,33
	сверхпереходное $X''d$	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,147
емкость обмотки статора, мкФ		1,02
соединение фаз обмотки статора		Звезда
количество выводов генератора	главных	3
	нейтральных	3
режим работы нейтрали		Изолированная нейтраль

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТЦ 630000/500/15,75
мощность номинальная, МВА	630
номинальное напряжение, кВ	ВН: 525; НН: 15,75.
напряжение короткого замыкания, %	15,0
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТЛС-6300/35У3
мощность номинальная, кВА	6300
номинальное напряжение, кВ	ВН: 20; НН: 0,4.
напряжение короткого замыкания, %	8
группа соединений	Δ/У – 11

### Расчет номинальных параметров

Ток на высокой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{ВН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{533 \cdot 10^3}{525 \cdot \sqrt{3}} = 586,14 \text{ А.}$$

Ток на низкой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{НН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{533 \cdot 10^3}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 19538 \text{ А.}$$

Номинальный ток статора генератора:

$$I_{НОМ Г} = \frac{S_{НОМ Г}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{250 \cdot 10^3}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 9164 \text{ А.}$$

В цепи генератор – трансформатор устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации  $n_{ТТ} = 10000/5$  А. Тогда номинальный ток во вторичной величине:

$$I_{НОМ Г}^{(2)} = \frac{I_{НОМ Г}}{n_{ТТ}} = \frac{9164}{10000/5} = 4,582 \text{ А.}$$

Ток ротора на стороне 15,75кВ:

$$I_{\text{НОМ РОТ}} = \frac{I_{\text{РОТ-}}}{1,2255} = \frac{1900}{1,2255} = 1550,39 \text{ A}$$

$$I_{\text{РОТ ВН}} = \frac{I_{\text{РОТ-}}}{1,2255} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{1900}{1,2255} \cdot \frac{0,4}{15,75} = 39,38 \text{ A.}$$

$$S_{\text{НОМ ТЕ}} = I_{\text{НОМ РОТ}} \cdot U_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3} = 1550,39 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3} = 1074,14$$

Ток на высокой стороне трансформатора возбуждения, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1600}{15,75 \cdot \sqrt{3}} = 58,65 \text{ A.}$$

На отпайке к трансформатору возбуждения устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации  $n_{\text{ТТ}} = 60/5 \text{ A}$ . Тогда ток ротора во вторичной величине:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ ВН}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{39,38}{60/5} = 3,285 \text{ A.}$$

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

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

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$ ) 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:  $I_{\text{НОМ}} = 9164 \text{ A}$ . (Таблица 1.1)



Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 10000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надёжности.

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,582 = 0,6873 \text{ А}.$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

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 (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1}{0,22} \cdot 9164 = 41654 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (1.4):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 41654 = 4165,4 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.6)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{4165,4 \cdot 2}{41654},$$

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

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

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

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.8)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

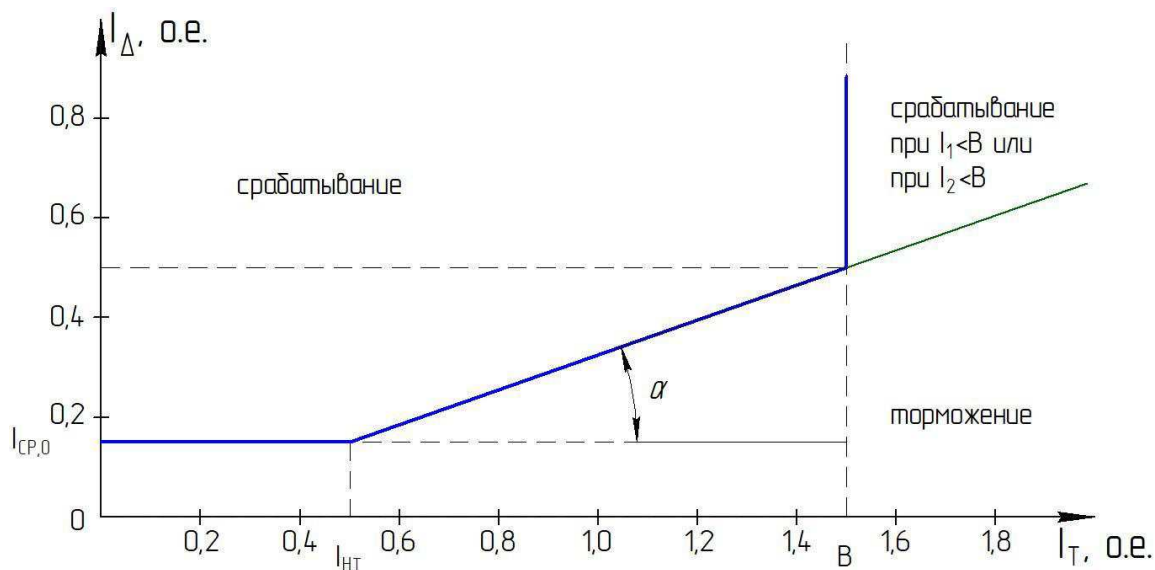


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

стороны главных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

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

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

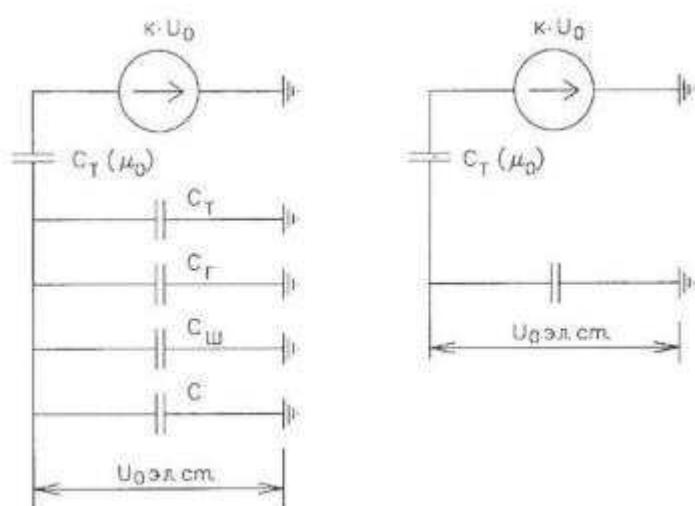


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

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

$C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,39 = 1,4253 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.9)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.10)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}, \quad (5.11)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,0153 \cdot 10^{-6} = 0,00869 \text{ А}. \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ (по формуле 1.10):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,2953} = 348,6 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{348,6}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 2,0177,$$

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

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{3,1} = 32,25\%. \quad (5.14)$$

При  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.16)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 9164 = 641,48 \text{ А } (0,07 \cdot I_H). \quad (5.19)$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$ .

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.21)$$



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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 1131 \text{ А } (0,15 \cdot I_H). \quad (5.22)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

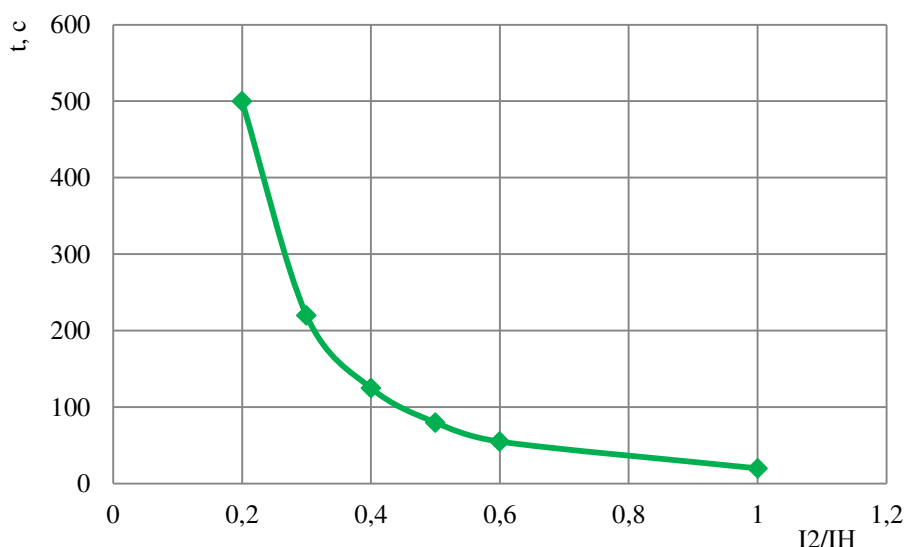


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

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

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{МИН}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Т*})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (244,4 + 366,7 + 2 \cdot 0,00048)} = 0,001 \text{ о. е.}, \quad (5.24)$$

где  $x_{d*}'' = x_d'' \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,22 \left(\frac{525}{15,75}\right)^2 = 244,4$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{Г*} = x_{Г} \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,33 \left(\frac{525}{15,75}\right)^2 = 366,7$  - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{Т*} = \frac{U_{К\%}}{100} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{250}{250} = 0,12$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.}^* = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,001 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,067 \text{ о. е.}$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{МИН}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Т*} + 2x_{л}^*)}$$

$$= \frac{1}{1,2 \cdot (244,4 + 366,7 + 2 \cdot 0,075 + 2 \cdot 0,0091)}$$

$$= 0,0014 \text{ о. е.}, \quad (5.25)$$

$$\text{где } x_{л}^* = \frac{S_6}{U_6^2} \cdot x_{л} = \frac{100}{525^2} \cdot 25,0125 = 0,0091.$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0014 \cdot 2 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,093 \text{ о. е.}$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.26)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{H}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

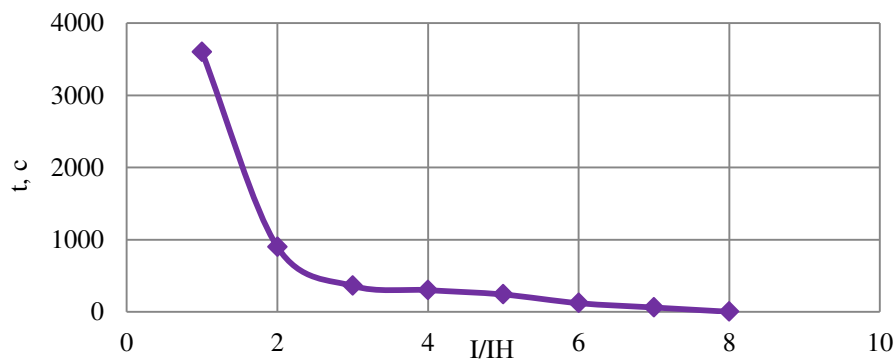


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.28)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_T <$ . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot \frac{15750}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 5000 кВ Билибинской ГЭС – п/ст Мандиково:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 62,1 + \frac{0,8}{4} \cdot 25,96 = 54,87 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,12 \cdot 525^2}{533} = 62,1 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,12 \cdot \frac{533}{533} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{250}{525^2} \cdot 25,96 = 0,10, \quad (5.31)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,10 \cdot 0,99 = 0,099 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{250} = 0,99.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,099 \cdot \frac{\frac{10000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 1,257 \text{ Ом}. \quad (5.33)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,257 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7540} = 1,21 \text{ Ом},$$

где  $I_{\text{НАГР}}$  – номинальный ток статора (7,54 кА), А.

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1900}{929} - 0,95}{1,02} = 3,08, \quad (5.34)$$

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

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

С учетом насыщения принимаем  $I_{\Phi} = 2,5$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358, \quad (5.36)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:



$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,346 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,346 \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,343 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,343 \cdot 10000/5}{15750/100} = 4,36 \text{ Ом,} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,5 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,22 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,88 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

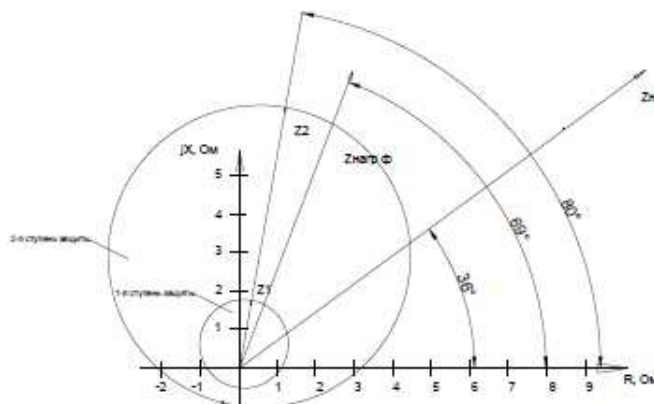


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.40)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора предоставлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

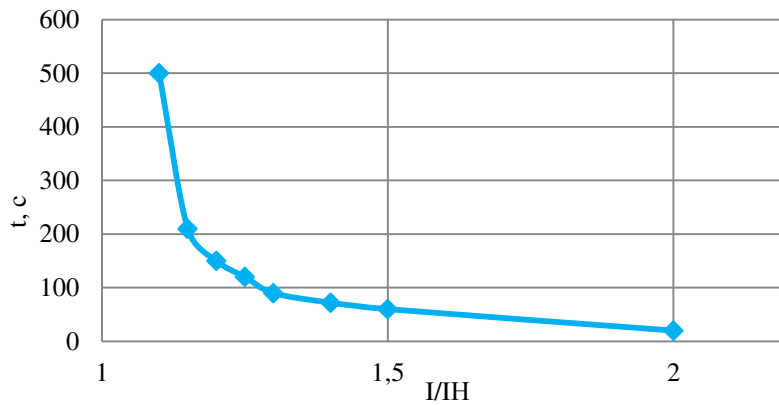


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.42)$$

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

## 6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Установленная мощность проектируемой ГЭС 2160 МВт, максимальный напор составляет 75,0 м. Полный объем водохранилища 4,84 км<sup>3</sup>. Основание скальное (известняк). Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, присвоен II. Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации. По объёму водохранилища, присвоен I. По установленной мощности I. В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

Геологический разрез створа Билибинской ГЭС представлен в приложении Г рисунок Г.1.

В состав основных гидротехнических сооружений включено:

- глухая правобережная бетонная плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- глухая левобережная бетонная плотина;
- разделительный устой между водосливной и станционной частью;
- сопрягающие устои.

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня бетонной плотины находим по формуле

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

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

Высота наката волн

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

где  $h_{1\%}$  – высота волны с обеспеченностью 1%;

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

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Для основного сочетания нагрузок.

Высота ветрового нагона определяется по формуле

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принимаем  $V_w = 18$  м/с;

$L$  – длина разгона волны, принимаем  $L = 18000$  м;

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} \quad (6.4)$$

Получаем

$$d = \frac{422 - 342,8}{2} = 79,2 \text{ м};$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{18^2 \cdot 18000}{9,81 \cdot 79,2} \approx 0,02 \text{ м}.$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 18000}{18^2} = 545;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772.$$

По графику по верхней огибающей кривой графика на рисунке 6.1, используя значения  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ , определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

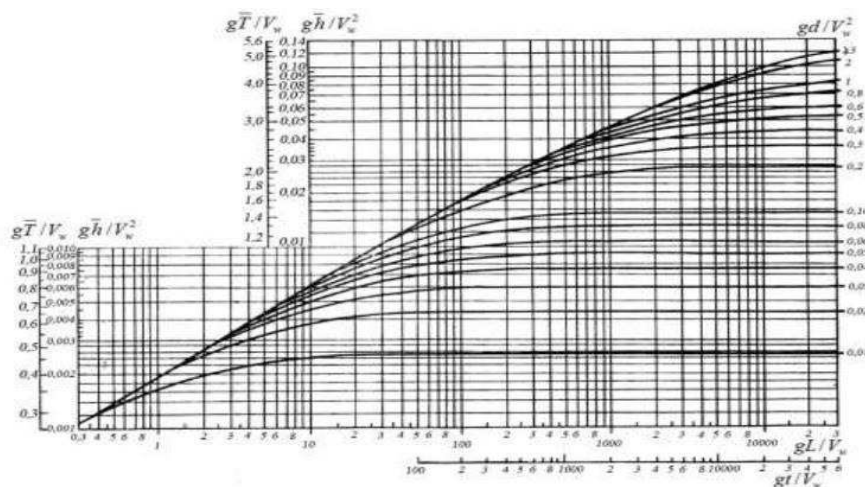


Рисунок 6.1 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,037; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,5$$

Определим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$

$$\bar{h} = \frac{0,037 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,037 \cdot 18^2}{9,81} = 1,22 \text{ м.} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{1,97 \cdot V_w}{g} = \frac{2,5 \cdot 18}{9,81} = 4,59 \text{ с.} \quad (6.6)$$

Средняя длина волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,59^2}{2 \cdot 3,14} = 32,87 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$  выполнено, следовательно, расчет произведен, верно, для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.8)$$

Получаем

$$h_{1\%} = 1,22 \cdot 2,11 = 2,58 \text{ м.}$$

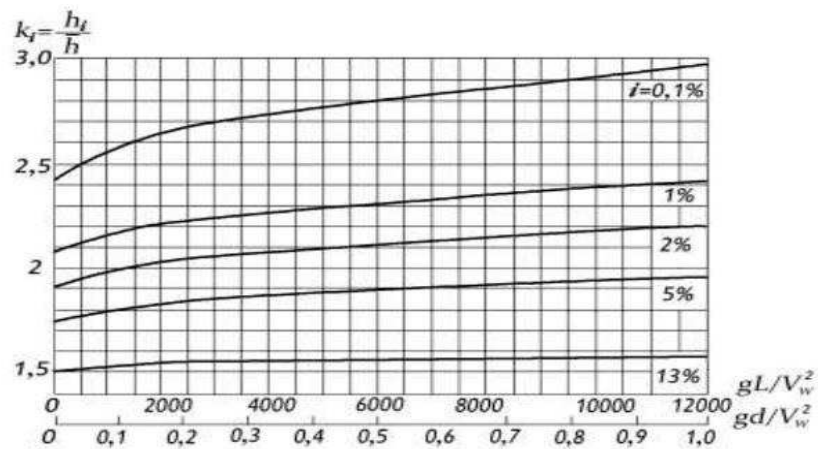


Рисунок 6.2 –Графики значений коэффициента  $K_i$

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 2,58 + 0,02 + 0,8 = 3,4 \text{ м.} \quad (6.9)$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 422,0 + 3,4 = 425,4 \text{ м,} \quad (6.10)$$

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s = 423,0 + 3,4 = 426,4 \text{ м,} \quad (6.11)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 408 + 1,6 \cdot 14 = 430,4 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где  $\nabla_{ГВ}$  – отметка гребня водослива, определяется гидравлическими расчётами;

$H_{ст}$  – напор на гребне водослива (стандартный), определённый гидравлическими расчётами.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 430,4 метра.

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{max} - Q_{ГЭС} = 9538 - (10 - 2) \cdot 450 = 5938 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.13)$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_v}, \quad (6.14)$$

где  $q_v$  – удельный расход на водосливе,

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.15)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.16)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q=f(H)$ ,  $УНБ_{Q_{осн.макс}} = 359,4 \text{ м}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для глинистого основания, принимаем 5 м/с.

Получаем

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 359,4 - 342,8 = 16,6 \text{ м};$$

$$q_p = 5,0 \cdot 16,6 = 83,0 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_B = 1,25 \cdot 83,0 = 103,75 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна

$$B = \frac{5938}{103,75} = 57,23 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$ :

$$\begin{aligned} B \\ = b \cdot n, \end{aligned} \tag{6.17}$$

где  $n$  – число пролётов (не менее 2-3);

$b$  – стандартная ширина пролёта.

Принимаем  $b = 9$  м, тогда

$$n = \frac{B}{b} = \frac{57,23}{9} = 6,36 \approx 7$$

полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа

$$n = 8.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = 9 \cdot 8 = 72 \text{ м}.$$

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

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 72 + (8 - 1) \cdot 4 = 87 \text{ м}. \tag{6.18}$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учётом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .



$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{01} = \left( \frac{5938}{0,49 \cdot 63 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,35 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления,  $\sigma_n = 1$ ;

$\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия,  $\sigma_\phi = 1$ ;

$\sigma_\phi$  – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.21)$$

где  $\varepsilon_y$  – коэффициент формы береговых устоев;

$\varepsilon_6$  – коэффициенты формы бычков.

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 12,35 \cdot 0,45}{9} = 0,876;$$

$$H_{02} = \left( \frac{5938}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,876 \cdot 1 \cdot 63 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,49 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

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

$H_{02}$  – полный напор на водосливе во втором приближении, рассчитанный по формуле;

$v_0$  – скорость подхода потока к водосливу рассчитываемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} \quad (6.23)$$

Получаем

$$v_0 = \frac{5938}{(422 - 342,8)(63 + (7 - 1) \cdot 4)} = 0,862 \text{ м/с.}$$

$$H = 13,49 - \frac{1,1 \cdot 0,862^2}{2 \cdot 9,81} = 13,45 \text{ м.}$$

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

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 422 - 14 = 408,0 \text{ м.} \quad (6.24)$$

### 6.2.3 Построения профиля водосливной грани по координатам Кригера – Офицера

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля с оголовком профиля А. Табличные координаты умножаются на  $H_{\text{ст}} = 14$  м.

Расчеты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,764	15	19,6	7,896	29	39,2	34,468
2	1,4	0,504	16	21	9,254	30	40,6	36,54
3	2,8	0,098	17	22,4	10,696	31	42	39,536
4	4,2	0	18	23,8	12,222	32	43,4	42,182
5	5,6	0,084	19	25,2	13,818	33	44,8	44,898
6	7	0,378	20	26,6	15,512	34	46,2	47,67
7	8,4	0,84	21	28	17,29	35	47,6	50,526
8	9,8	1,4	22	29,4	19,166	36	49	53,452
9	11,2	2,044	23	30,8	21,112	37	50,4	56,434
10	12,6	2,772	24	32,2	23,142	38	51,8	59,486
11	14	3,584	25	33,6	25,416	39	53,2	62,594

Продолжение таблицы 6.1

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
12	15,4	4,494	26	35	27,44	40	54,6	65,772
13	16,8	5,516	27	36,4	29,708	41	56	68,90
14	18,2	6,65	28	37,8	32,046	42	57,4	72,05

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 6.3

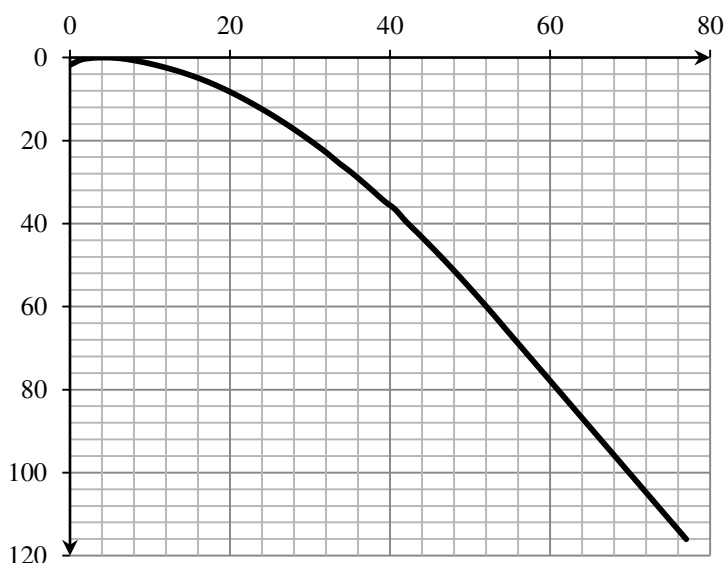


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля построенного по координатам

#### 6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B_B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5938^2}{100^2 \cdot 9,81}} = 7,34 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 422 - 342,8 = 79,2 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{79,2}{7,34} = 10,79. \quad (6.27)$$

По графику М. Д. Чертоусова представленном на рисунке 6.4, в зависимости от длины сливной грани, коэффициент скорости  $\varphi$ . Для большой длины сливной грани  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0} = 2,76$ , определяем:

$$\xi_c = 0,26; \quad \xi_c'' = 2,76.$$

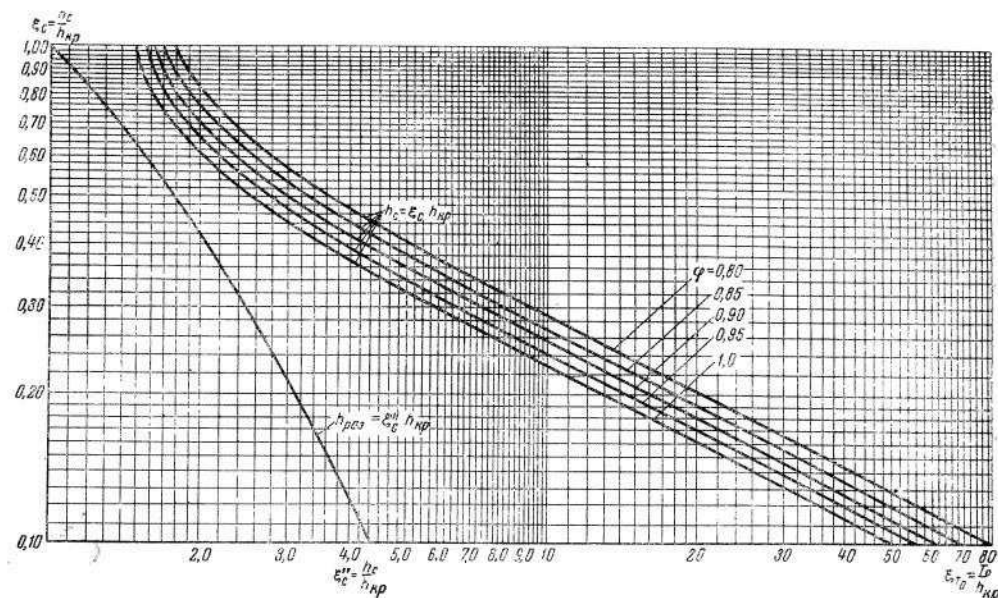


Рисунок 6.4 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины, сопряженной с ней

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,26 \cdot 7,34 = 1,91 \text{ м}; \quad (6.28)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 2,76 \cdot 7,34 = 20,26 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Полученное значение второй сопряжённой глубины сравниваем с уровнем воды в нижнем бьефе при максимальном поворочном расходе  $h''_c = 20,26 > h_{НБ} = 16,6$ , следовательно, в нижнем бьефе за плотиной отогнанный прыжок, что не допустимо, поэтому проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (известняк) высотой более 40 м (высота плотины 79,2 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

### 6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на

некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{\text{нб}}^{\text{max}} + (1 - 2)m = 17,5 + 1,5 = 19,0 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $h_{\text{нб}}^{\text{max}} = 17,5 \text{ м}$

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 342,8 + 19,0 = 361,8 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 422 - 361,8 = 60,2 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 60,2} = 30,93 \text{ м/с}, \quad (6.33)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{50,8}{30,93} = 1,92 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{30,93^2}{9,81 \cdot 1,92} = 50,8. \quad (6.35)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.36)$$

где  $K_\alpha$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 1;  $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;  $Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 422 - 342,8 = 79,2$  м.

Таким образом:

$$L = 1 \cdot 60,2 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{79,2}{60,2} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) \\ = 114,07 \text{ м.}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,4 \cdot Z_0 ,$$

$$114,07 > 31,68.$$

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

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}} , \quad (6.37)$$

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

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{50,8}) \cdot \sqrt{50,8} \cdot \sqrt[4]{\frac{16,6}{1}} \cdot 1,92 = 35,94 ,$$

$$H_p = 35,94 - 16,6 = 19,34 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} , \quad (6.38)$$

где

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

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,92 \cdot \cos 30^\circ + 19,0 - 16,6)}{30,93^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,42,$$

$$L_1 = 114,07 + \frac{35,94}{0,42} = 199,38 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 7,34 + 3,7 \cdot 19,34 = 89,92 \text{ м.} \quad (6.39)$$

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

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 7,34 = 18,35 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

### 6.2.6 Пропуск расходов через донные отверстия

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.40)$$

Напор над входным сечением

$$H_{во} = \nabla_{УМО} - \nabla_{ВО} = 409,6 - 347,1 = 62,5 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Из формулы (6.40) выразим площадь входного сечения, получим необходимое сечение для водоспуска

$$\omega_{во} = \frac{Q}{\mu \cdot \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{170,2}{0,81 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 62,5}} = 6 \text{ м}^2.$$

Зная сечение отверстий, подбираем одно отверстие прямоугольной формы, шириной 2 м и высотой 3 м. Донные отверстия смещаем относительно друг друга. Донные отверстия выполняют функцию водовыпусков, которые предусматриваются на всех гидроузлах

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по основанию. Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 6.5

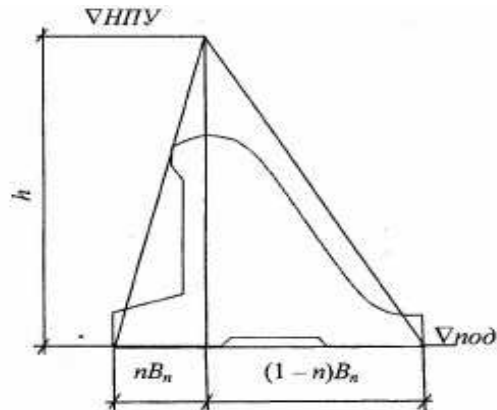


Рисунок 6.5 – Схема треугольного профиля плотины.

Высота плотины равная:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) = 342,8 - 2 = 340,8 \text{ м.} \quad (6.53)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 422 - 340,8 = 81,2 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Исходя из практических решений, напорную грань выполняем вертикальную, следовательно,  $n = 0$ , а низовую грань с заложением 0,7, тогда

$$B_{\text{п}} = h \cdot 0,7 = 81,2 \cdot 0,7 = 57,0 \text{ м.} \quad (6.55)$$

При дальнейшем расчете не выполнялись критерии прочности плотины, в связи, с чем появилась необходимость увеличить ширину подошвы сечения.

Принимаю:

$$B_n = 67 \text{ м}$$

### 6.3.2 Разрезка плотины швами, быки, устои

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных



быков, что может привести к заклиниванию затвора. Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок. Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b;$$

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

$b$  – ширина пролета в свету,

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

$$b_c = 9 + 4 = 13 \text{ м.}$$

## **6.4 Основные элементы плотины**

### **Быки**

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м. Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 24 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

### **Устои**

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

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

### **Галереи в теле плотины**

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

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими

проезд и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Назначаем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2 м, высотой – 3 м.

### Расчёт цементной завесы

На скальном основании устраиваются, как правило, только вертикальные дренажные устройства. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.6.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 67 = 6,7 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где  $B$  - ширина подошвы плотины.

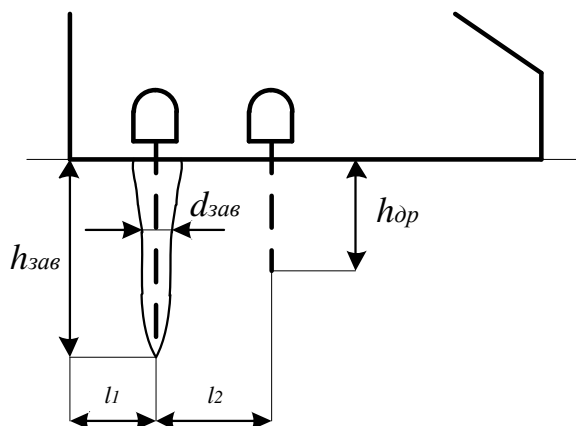


Рисунок 6.6 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно,  $l_2 = 9$  м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 62,2 \approx 31,0 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.58)$$

где  $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (422,0 - 343,2) \cdot 0,6 = 47,28 \text{ м}$  – потер напора на цементационной завесе;

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

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

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{47,28}{15} \cdot 1,25 = 3,9 \text{ м} - 2 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 31 \approx 16 \text{ м.} \quad (6.59)$$

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

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

Потери напора для плотин с цементационной завесой  $H_{as}/H_d=0,4H$ , а для дренажа  $H_{dr}/H_d=0,2H$ .

## 6.5 Фильтрационные расчёты

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

**(Основной случай)**

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 422,0 - 343,2 = 78,8 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.61)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20, \quad (6.62)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 78,8 = 31,52 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 78,8 = 18,6 \text{ м},$$

$$H_t = 2,4 \text{ м}.$$

### **(Поверочный случай)**

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ} = 423,0 - 360,3 = 62,7 \text{ м}. \quad (6.63)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 62,7 = 25,08 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 62,7 = 12,54 \text{ м},$$

$$H_t = 19,5 \text{ м}.$$

Эпюры фильтрационного давления представлены в приложении Г рисунок Г.2.

## **6.6 Статические расчёты плотины**

### **6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину**

#### **6.6.1.1 Вес сооружения и механизмов**

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

##### **6.6.1.1 Вес сооружения**

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2794,08 \text{ м}^2,$$

$$S_{\delta} = 3391,5 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{2794,08 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 4} = 45542,64 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.64)$$

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

$$Y_{\text{пл}} = -9,01 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \rho_{\delta} \cdot g}{b + \delta_{\delta}} = \frac{3391,5 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 4} = 24569,07. \quad (6.65)$$

$$Y_{\delta} = -12,09 \text{ м}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (423,0 - 408,0 + 0,5) \cdot 9 = 139,5 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 139,5 \cdot \sqrt{139,5} \cdot 9,81 = 888,98 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{888,98}{9 + 4} = 68,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.68)$$

### 6.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 81,2^2}{2} = 32340,82 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 422,0 - 340,8 = 81,2 \text{ м}$ .

- с верхнего бьефа ФПУ:

$$T'_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 82,2^2}{2} = 33142,30 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где  $H_B = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 423,0 - 340,8 = 82,2 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 18,6^2}{2} = 1696,93 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

Где  $H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 343,2 - 340,8 = 2,4 \text{ м}$ .

- с нижнего бьефа ФПУ:

$$T'_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,4^2}{2} = 28,25 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 360,3 - 340,8 = 19,5 \text{ м}$ .

### 6.6.1.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 986,56 = 9678,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

$$W'_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 785 = 7700,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,4 = 23,54 \text{кН}, \quad (6.73)$$

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 19,5 = 191,30 \text{кН}. \quad (6.74)$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 160,8 = 1577,45 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.75)$$

$$W'_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1306,5 = 12816,77 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.76)$$

### 6.6.1.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 24,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.77)$$

где  $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_n$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_n = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 347,8 - 342,8 = 5 \text{ м},$$

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{5 \cdot 24,5}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.78)$$

#### 6.6.1.5 Волновое давление

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

Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,58^2}{32,87} = 0,64 \text{ м} \quad (6.79)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.80) \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,58 \cdot \left( \frac{32,87}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 136,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \end{aligned}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,87}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,3. \quad (6.81)$$

Для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,26^2}{16,62} = 0,30 \text{ м} \quad (6.82)$$



$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.83)$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,26 \cdot \left( \frac{16,62}{3,14} + \frac{0,30}{2} \right) = 33,36 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{16,62}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,26 = 2,2. \quad (6.84)$$

## 6.7 Расчёт прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Гв	1,00	→	32340,82	27,07	875358,28
Гн	1,00	←	28,25	-0,80	-22,60
Гб	0,95	↓	23340,62	-9,01	-210298,95

Продолжение таблица 6.2

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Гпл	0,95	↓	43265,51	-12,09	-523080,04
Wвзв	1,00	↑	1577,45	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	9678,15	16,67	161334,82
Qз	0,9	↓	61,54	-30,32	-1866,04
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	136,50	76,93	10501,17
$E_n$	1,20	→	73,50	3,67	269,50
F		← →	32522,57		
N		↓↑	55412,07		
M		Σ	312196,14		

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

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{55412,07}{67,0} + \frac{6 \cdot 312196,14}{67,0^2} = -409,76 \text{ кН/м}^2, \quad (6.85)$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 81,2 = -796,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.86)$$

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

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 422,0 - 340,8 = 81,2 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.87)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -409,76 \text{ кН/м}^2; \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 81,2 = -796,57 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) + \frac{(1 - m_u^2)}{(1 + m_u^2)} \right] \right\} = -304,14 \text{ кН/м}^2 \quad (6.90)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{55412,07}{67,0} - \frac{6 \cdot 312196,14}{67,0^2} = -1244,33 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -1244,33 \cdot 0,83^2 - 9,81 \cdot 2,4 \cdot (1 - 0,83^2) \\ &= -864,54 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.92)$$

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

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 343,2 - 340,8 = 2,4 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 2,4 - 1244,33) \cdot 0,83 = 1013,25 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1244,33 \cdot (1 + 0,83^2) + 9,81 \cdot 2,4 \cdot 0,83^2 = -2085,33 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,4 = -23,54 \text{ кН/м}^2 \quad (6.95)$$

Расчёт крайевых напряжений сведен в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-409,76	-1244,33
$\sigma_x$	-796,57	-864,54
$\tau_{xy}$	0	1013,25
$\sigma_1$	-409,76	-23,54
$\sigma_3$	-796,57	-2085,33

Расчёт при ФПУ

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Проверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Гв	1,00	→	33142,30	27,40	908099,03
Гн	1,00	←	1865,13	-6,50	-12123,32
Гб	0,95	↓	23340,62	-9,01	-210298,95
Гпл	0,95	↓	43265,51	-12,09	-523080,04
Wвзв	1,00	↑	12816,77	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	7700,85	16,67	128373,17
Qз	0,9	↓	61,54	-30,32	-1866,04
$W_{волн}$	1,00	→	33,64	80,03	2692,01
$E_n$	1,20	→	73,50	3,67	269,50
F		← →	31384,31		
N		↓↑	46150,06		
M		Σ	292065,35		

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

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{46150,06}{67,0} + \frac{6 \cdot 292065,35}{67,0^2} = -298,43 \text{ кН/м}^2 \quad (6.96)$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 82,2 = -806,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.97)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 423,0 - 340,8 = 82,2 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -298,43 \text{ кН/м}^2; \quad (6.99)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 82,2 = -806,38 \text{ кН/м}^2. \quad (6.100)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) + \frac{(1 - m_u^2)}{(1 + m_u^2)} \right] \right\} = -195,53 \text{ кН/м}^2 \quad (6.101)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{46150,06}{67,0} - \frac{6 \cdot 292065,35}{67,0^2} = -1079,18 \text{ кН/м}^2, \quad (6.102)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1079,18 \cdot 0,83^2 - 9,81 \cdot 19,5 \cdot (1 - 0,83^2) = -802,96 \text{ кН/м}^2, \quad (6.103)$$

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

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 360,3 - 340,8 = 19,5 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 19,5 - 1079,18) \cdot 0,83 = 736,95 \text{ кН/м}^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1079,18 \cdot (1 + 0,83^2) + 9,81 \cdot 19,5 \cdot 0,83^2 = -1690,85 \text{ кН/м}^2; \quad (6.105)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 19,5 = -191,30 \text{ кН/м}^2 \quad (6.106)$$

Расчёт крайевых напряжений сведу в таблицу 6.5

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Поверочный случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-298,43	-1079,18
$\sigma_x$	-806,38	-802,96
$\tau_{xy}$	0	736,95
$\sigma_1$	-298,43	-191,30
$\sigma_3$	-806,38	-1690,85

Эпюры краевых напряжений представлены в приложении Г рисунок Г.4.

### 6.7.1 Критерии прочности плотины и её основания

1) Во всех точках плотины

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.107)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{1c} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\gamma_{1c} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 11,5 \text{ МПа}$  – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1,0$  – при особом сочетании нагрузок).

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-2085,33| \leq 11500 \cdot 0,9,$$

$$2607 \text{ кПа} \leq 10350 \text{ кПа.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1690,85| \leq 11500 \cdot 1,0,$$

$$1902 \text{ кПа} \leq 11500 \text{ кПа.}$$

1) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-409,76 \text{ кПа} < 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-298,43 \text{ кПа} < 0.$$

с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».

2) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u.$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$409,76 \text{ кПа} \geq 203 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$298,43 \text{ кПа} \geq 205,5 \text{ кПа}.$$

3) Нормальные напряжения на площадках контактного сечения:

$$\sigma_c^u \leq 0.$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$-304,14 \text{ кПа} \leq 0.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$-195,53 \text{ кПа} \leq 0.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.7.2 Расчёт устойчивости плотины

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

Основное сочетание нагрузок:

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.108)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = 45488,45 \text{ кН/м} \quad (6.109)$$

где  $\tan \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - известняк);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 67,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 32340,82 - 28,25 + 136,50 + 73,50 = 32522,57 \text{ кН/м.} \quad (6.110)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{45488,45 \cdot 0,95}{32522,57 \cdot 1,0} \geq 1,25 ,$$

$$1,33 \geq 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Особое сочетание нагрузок:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.111)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (23340,62 + 43265,51 - 12816,77 - 7700,85 + 61,54) \cdot 0,7 + 100 \\ &\quad \cdot 67,0 = 39005,04 \text{ кН/м} , \end{aligned} \quad (6.112)$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 33142,30 - 1865,13 + 33,64 + 73,50 = 31384,31 \text{ кН/м.} \quad (6.113)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{39005,04 \cdot 0,95}{31384,31 \cdot 0,9} \geq 1,25 ,$$

$$1,31 \geq 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## 6.8 Расчет длины здания ГЭС



Исходя из условия обеспечения свободного прохода с каждой стороны гидроагрегата (не менее 2м) и с учетом установки вспомогательного оборудования принимается ширина машинного зала 34,2 м.

Ширина блока гидроагрегата для русловых ГЭС:

$$B_{\text{Бл}} = 3 \cdot D_1 = 3 \cdot 7,1 = 21,3 \text{ м.} \quad (6.114)$$

Ширину монтажной площадки принимаем равной 20 м.

Таким образом, длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 21,3 \cdot 10 + 34,3 = 247,3 \text{ м}$$

## **7 Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Билибинская ГЭС согласно проекту по объему водохранилища и возможным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач службы эксплуатации Билибинской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС.

Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, проведение капитальных ремонтов, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Билибинской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерениях с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **7.2 Пожарная безопасность**

Пожарная безопасность предприятия должна предусматривать:

- политику предприятия в области пожарной безопасности;
- организацию работ по пожарной безопасности;
- обязанности должностных лиц в области пожарной безопасности;
- обязанности ответственного лица за пожаробезопасность предприятия;
- обязанности служащих и рабочих;

- организация противопожарной подготовки специалистов, служащих и рабочих;

- основные требования пожарной безопасности.

Политика Билибинской ГЭС в области пожарной безопасности должна быть направлена на выполнение следующих задач:

- формирование системы пожарной безопасности, обеспечивающей эффективность мероприятий, направленных на предотвращение и ограничение распространения пожара;

- обеспечение объектов предприятия необходимыми средствами контроля, оповещения и пожаротушения;

- создание условий, направленных на соблюдение работниками требования пожарной безопасности и поддержания противопожарного режима;

- развитие компетентности администрации и работников в области пожарной безопасности;

- не допускать отклонений от стандартов, технических регламентов, принятой практики и процедур выполнения работ, которые могут привести к возникновению возгорания или пожара.

Общестанционная системы пожаротушения и пожарной сигнализации Билибинской ГЭС, включая программно-технические средства, интеллектуальные устройствами нижнего уровня (блоки сигнализации, управления и ввода-вывода), средства сбора информации от нижнего уровня, обработки, управления станция пожаротушения и сигнализации, отображения и передачи данных в АСУТП, средства удаленного доступа;

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации Билибинской ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине и СПК, кабельных помещениях АСУ, СПК, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях Билибинской ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;

- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;

- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

### **7.3 Охрана труда и техника безопасности**

Охрана труда и здоровья своих сотрудников является основным направлением по защите работников на энергетических предприятиях. Персонал на предприятиях энергетики, в меру своих должностных и функциональных обязанностей, сталкивается с опасными и вредными производственными факторами (ток, шум, вибрация, слабая освещенность, запыленность и загрязненность, вредные и опасные вещества, высокая и низкая температура, физические перегрузки, нервно-психические перегрузки и пр.). Опасные и вредные производственные факторы разделяются на физические, химические, биологические.

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается служба охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Все работы при строительстве Билибинской ГЭС: проектировании, монтаже основного и вспомогательного оборудования должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям речного регистра Российской Федерации, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), Правилам пожарной безопасности и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие

оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам проведения работ при эксплуатации гидротехнических сооружений, и получит необходимые инструктажи для безопасного проведения работ, пройдет проверку знаний и получив удостоверение, получит право на проведение этих работ.

Электроустановки Билибинской гидроэлектростанции должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений, доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

#### **7.4 Мероприятия по охране природы**

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Водохозяйственное строительство вообще и гидротехническое в частности, является активным вторжением человека в сложившиеся санитарно-гигиенические и экологические условия каждого конкретного региона. В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории, в период начала строительства входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов – санитарных зон.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий, согласно санитарных норм, входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Согласно СанПиН 3907-85:

Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефов), подтопления и берегоразрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП II-60-75 “Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов” и СНиП 2.06.15-85 “Инженерная защита территории от затопления и подтопления”.

Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды в водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения.

На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов. Территория кожевенных заводов, предприятий по мойке шерсти, боен, утильзаводов по переработке трупов павших животных, складов ядохимикатов, горючесмазочных материалов, хранилищ токсичных и других опасных в санитарном отношении отходов подлежит дезинфекции, дегазации и дезактивации в соответствии с указаниями п. 3.4.5 и действующими нормативными документами с последующим снятием слоя грунта до чистого (по данным лабораторных исследований, вывозом его за пределы зоны санитарной очистки, обезвреживанием или захоронением в местах, согласованных с санитарно-эпидемиологической службой).

Территория ложа водохранилища должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими

препаратами ДТС ГК или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

Скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие), как функционирующие так и нефункционирующие, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Для водохранилища с коэффициентом водообмена более 6 очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

В местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности вровень с землей.

Мероприятия в местах захоронений.

Все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию.

Кладбища, расположенные в пределах затопления весенним половодьем вероятностью превышения 5 % и более до уровня максимальной сработки плюс 2 м ниже, а также в зоне прогнозируемого переформирования берега и в местах, предназначенных для водозаборных сооружений, подлежат обязательному переносу. Территория захоронений, в зоне мертвого объема водохранилища, ниже УМО, освобождается от строений, могильных знаков и деревьев. Дерновый покров сохраняется.

Скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу.

Перенос трупов и останков с кладбищ производится под контролем органов государственного санитарного надзора » по [23].

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

**Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение технических масел, что приводит к появлению замасленных стоков. Кроме того, для обеспечения собственных нужд объекта требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф. Фильтры применяем заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.



## 8 Технико-экономические показатели строительства ГЭС

Основной продукцией Билибинской ГЭС является электроэнергия и мощность. Посредством технико-экономических показателей рассчитаем экономическую целесообразность строительства ГЭС.

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

С учетом плана реализации проекта строительства Билибинской ГЭС, величины установленной мощности, и числа часов использования установленной мощности, проведем оценку реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Билибинского гидроузла на реке Омолон.

Данные представлены в таблице 8.1.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	2400	2400,00	2400,00	2400,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	7000	7000	7000	7000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	14127428	14472000	14472000	14472 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	141274	144720	144720	144720
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	13 986154	14327280	14327280	14327280
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	565	1604	1642	1678
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1824,4	1915,1	1960,1	2003,4
НДС к выручке	млн.руб.	278,2	292,1	299,1	305,6

Главный экономический эффект «выручка от реализации электроэнергии» в размере 26 541 млн. рублей наблюдается после шести лет от начала строительных работ объекта. Выручка растёт, так как растут тарифы на электроэнергию, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.). В сложившейся экономической ситуации в стране и государственной программы импортозамещения это хороший стимул для начала строительства новой гидроэлектростанции.

## 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 78 месяцев.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	165,3
Прочие	165,3	23,51
Итого по ГЭС		188,81

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с Едиными сценарным условиями ПАО«РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	21,74
АО АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	1,93
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,54
Итого		10,69

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Омолон составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	41,3	41,3	41,3	41,3
Расходы на страхование, млн.руб.	55,3	51,9	48,6	45,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	10,7	10,2	9,7	9,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,9	2,9	2,7	2,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	134,6	241,8	254,7	259,3
Налог на воду, млн.руб.	21	46,9	71,9	89,1
Итого, млн.руб.	520,7	895,9	946,6	967,8

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

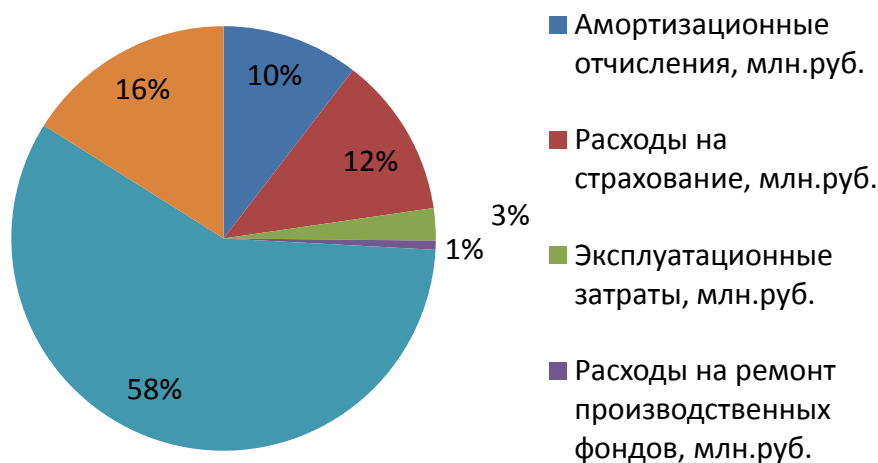


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Билибинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2024-2028 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	1055,9	2558,1	4030,9	5118,1	5262,3
НДС, млн.руб.	857	2327,9	3657,9	4639,2	4768,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,9	8,3	8,3	8,3	8,3
Налог на имущество, млн.руб.	20,6	20,4	19,5	18,6	17,7
Итого, млн.руб.	1941,8	4914,7	7716,7	9784,1	10057,1

Сумма налогов на прибыль от продажи электроэнергии растёт, так как растёт выручка по годам в соответствии с ценами из «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это разница между доходами генерирующей компании и её расходами. Доход формируется преимущественно от реализации электроэнергии, а расходы – это затраченные средства и другие финансовые отчисления. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. Чистая прибыль по годам эксплуатации представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	6451,7	13529,4	20946,1	25921,5
Текущие расходы, млн.руб.	520,7	895,9	946,6	967,8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	5931	12633,6	19999,5	24953,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	5931	12633,6	19999,5	24953,8
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1186,2	2526,7	3999,9	4990,8
Ставка налога на прибыль, %	4744,8	10106,8	15999,6	19962,9

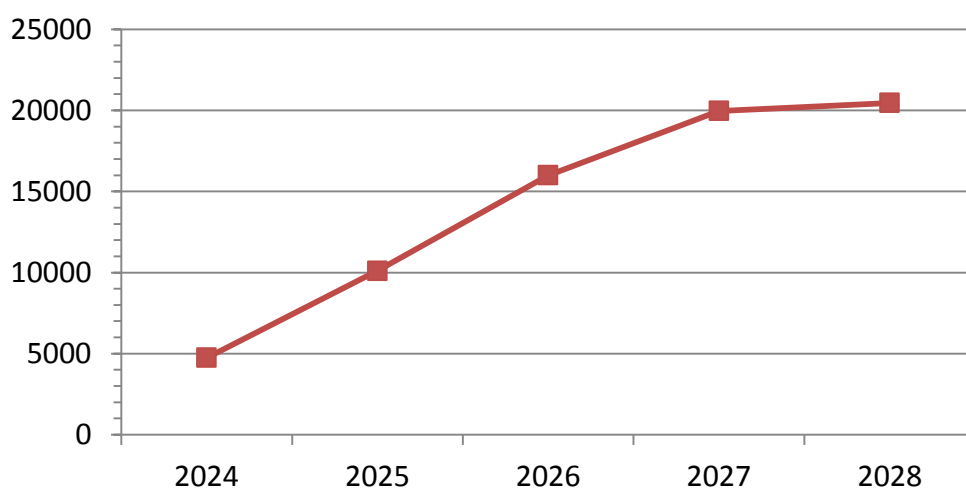


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Сумма прибыли с каждым годом эксплуатации ГЭС увеличивается, так как увеличиваются тарифы на электроэнергию и мощность, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9 .

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.).

### 8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход

2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

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) «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Октябрьской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года. Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

### 8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Билибиская ГЭС на реке Омолон»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB	78
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	65321,1
Индекс прибыльности – PI	2,06
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.052
Удельные капиталовложения, млн.руб/Мвт	25314,1

Показатели эффективности соответствуют нормам.

### 8.5.3 Бюджетная эффективность

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.рублей	1942,3	4941,2	7769,1	9854,6	10129,1
В региональный бюджет, млн.рублей	20,6	20,4	19,5	18,6	17,7
Итого налоговых поступлений, млн.рублей	1962,9	4961,6	7788,6	9873,2	10146,8

Сумма налоговых отчислений растёт, так как растёт выручка от продаж электроэнергии.

### 8.6 Анализ чувствительности

Наиболее значимые для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины PI (индекс доходности) к изменениям:

- а) Объема инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение индекса прибыльности PI в зависимости от изменения объёма инвестиций представлено на рисунке 8.3

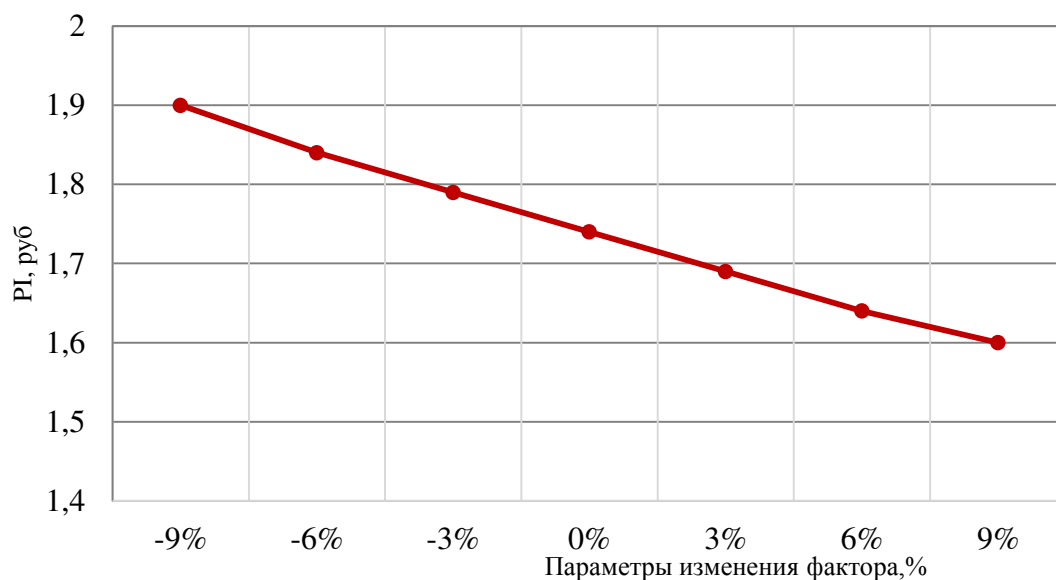


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

Увеличение объёма инвестиций влечёт уменьшение величины PI. Изменение PI, в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 8.4.

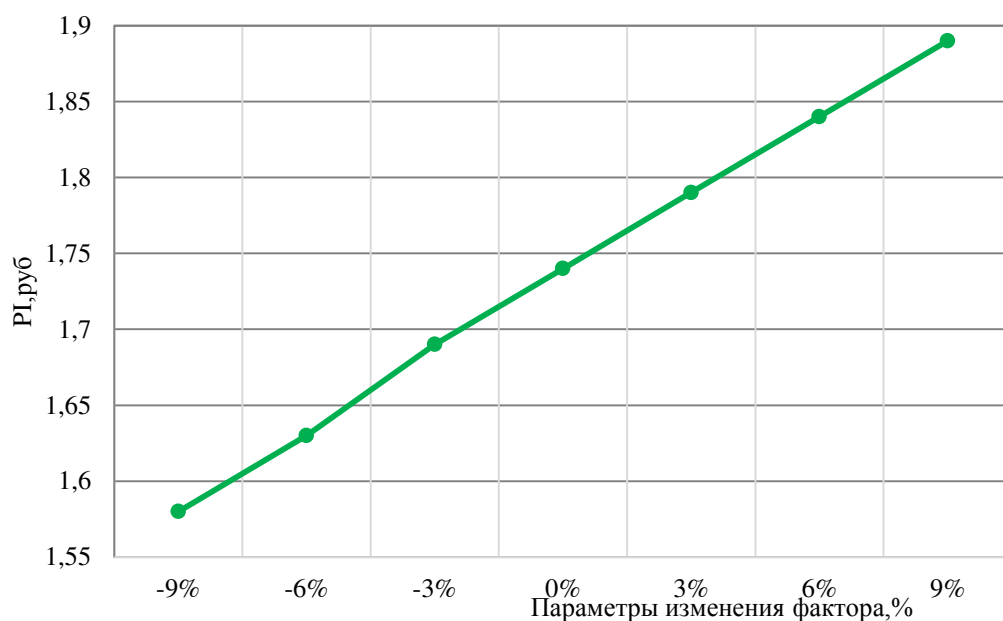


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта влечёт увеличение величины PI.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.5



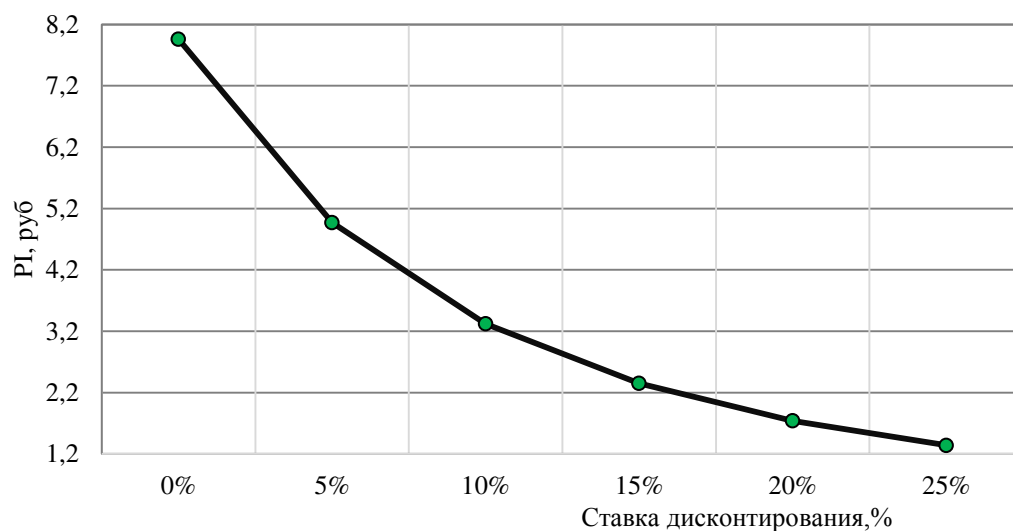


Рисунок 8.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования влечёт уменьшение величины PI.

Проект «Билибинская ГЭС на реке Омолон», с установленной мощностью 2160 МВт экономически оправдан.

Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 240 месяца (20 лет), а период окупаемости - 78 месяцев (6,5 лет).

Себестоимость эл.энергии составляет 0.052 руб/Квт\*ч. Удельные капиталовложения 25314,1 руб/Квт.

## 9 Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - вибрационный контроль

В связи с увеличением установленной мощности ГЭС, возрастанием их роли в энергосистемах, усложнением конструкций гидроэнергетического оборудования особую актуальность приобретает повышение надежности и эффективности эксплуатации гидроагрегатов. Рост единичной мощности современных гидроагрегатов сопровождается снижением запасов прочности конструктивных узлов и увеличением вибрационных воздействий не только в экстремальных, но и в нормальных эксплуатационных режимах работы; надежность эксплуатации гидроагрегатов все в большей степени определяется виброустойчивостью конструктивных элементов. Поэтому своевременное обнаружение ухудшения эксплуатационного состояния, выявление дефектов на ранней стадии их развития и предотвращение аварийной ситуации требует освоения систематического контроля уровня вибрации основных конструктивных узлов гидроагрегатов. Работа направленная на улучшение системы вибрационного контроля гидроагрегатов с целью повышения надежности и уменьшения времени определения неисправности и в следствии уменьшении затрат на современном этапе приобретают особую актуальность.

Вибрационная диагностика, как и другие методы технической диагностики, решает задачи поиска неисправностей и оценки технического состояния исследуемого объекта. При вибрационной диагностике как правило исследуются временной сигнал или спектр вибрации того или иного оборудования (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 - Осциллограмма и спектр вибрации

Амплитуды смещения, скорости и ускорения колебаний с синусоидальной формой волны имеют математически точно определенную взаимную связь. Следовательно, при измерении вибраций достаточно определить лишь один из этих параметров, а остальные два могут быть найдены на основе получаемых результатов. Возьмем, например, общее

выражение для мгновенного значения ускорения гармонического колебания с максимальной амплитудой  $A_0$  и угловой частотой  $\omega$ :

$$a=A_0 \cdot \sin(\omega t) ; \quad (9.1)$$

Мгновенное значение скорости можно определить путем однократного интегрирования:

$$V=\int A_0 \cdot \sin(\omega t) \cdot dt = - A_0 \omega \cdot \cos(\omega t); \quad (9.2)$$

Мгновенное значение смещения находится из формулы (9.1) путем двукратного интегрирования:

$$d = \iint A_0 \sin(\omega t) \cdot dt = \int V \cdot dt = - A_0 \omega^2 \cdot \sin(\omega t) ; \quad (9.3)$$

Из приведенных выше формул следует, что однократное интегрирование ускорения по времени с целью определения скорости равносильно его делению на угловую частоту  $\omega$ , в то время как двукратное интегрирование ускорения для определения смещения соответствует его делению на  $\omega^2$ . Форма волны и период рассматриваемых колебаний идентичны для смещения, скорости и ускорения. Главное различие этих трех параметров заключается во взаимном фазовом сдвиге их кривых, отображающих зависимость амплитуды от времени.

Применение того или иного параметра для описания механических колебаний определяется природой этих колебаний и целями исследования. Если изучаемый процесс содержит много составляющих с разными частотами, то измерение смещения приводит к подчеркиванию составляющих с низкими частотами, тогда как измерение ускорения акцентирует внимание на высокочастотные составляющие.

В гидротурбинах параметр скорости не является основным при исследовании вибраций. Дело в том, что гидроагрегаты относятся к разряду низкооборотных машин. Частота вращения, соответствующая номинальным оборотам, находится для большинства гидромашин в пределах  $1 \div 3$  Гц. Кроме того, на частичных режимах проявляются "жгутовые" явления, имеющие частоту воздействия на агрегат в несколько раз ниже оборотной частоты. Поэтому главная роль в изучении вибраций гидротурбин отводится параметру смещения, т.е. делается акцент на низкочастотные составляющие. По данному параметру производится оценка вибрационного состояния гидроагрегата, и обосновываются нормы допустимых вибраций. Смещение служит также основным параметром при балансировке вращающихся частей агрегата.

Вместе с тем в высоконапорных гидротурбинах всегда наблюдаются динамические нагрузки частотой  $100 \div 300$  Гц и выше. Эти нагрузки вызываются, например, действием вихрей Кармана, сходящих с выходных кромок лопастей. Для анализа вибраций, обусловленных этими нагрузками

вполне уместно применять параметр скорости, а в некоторых случаях, возможно, и параметр ускорения.

Спектр вибраций гидроагрегата лежит в очень широких пределах от 0,3 до 300 Гц и выше. Надо отметить, что ни один двигатель не имеет такого широкого диапазона частот, как гидротурбина. Международный КОД на измерение вибраций гидромашин рекомендует перед началом проведения испытаний проводить анализ возможного частотного спектра динамических сил, который определяется в реактивной турбине частотой вращения, числом лопастей, числом лопаток направляющего аппарата, числом колонн статора и т.д. При отсутствии такой информации международный КОД предлагает выбирать нижнюю и верхнюю границы исследуемого диапазона частот из следующих соображений.

Нижняя граничная частота:

$$f_{\text{ниж}}=0,2 \cdot n_{\text{ном}}; \quad (9.4)$$

где  $n_{\text{ном}}$  – номинальная частота вращения гидроагрегата,  $\text{с}^{-1}$ .

Верхняя граничная частота:

$$f_{\text{верх}}=Z_0 \cdot Z_1 \cdot n_{\text{ном}}; \quad (9.5)$$

$$f_{\text{верх}}=Sh \cdot W/\delta; \quad (9.6)$$

где  $Z_0$  – число лопаток направляющего аппарата;

$Z_1$  – число лопастей рабочего колеса;

$Sh$  – число Струхаля (в первом приближении принимается равным 0,15 ÷ 0,25);

$W$  – скорость потока на выходе с лопастей рабочего колеса;

$\delta$  – толщина выходной кромки лопасти.

Виброизмерительная аппаратура должна выбираться в соответствии с ожидаемым спектром частот; при необходимости могут применяться комбинации измерительных средств для покрытия всего исследуемого частотного диапазона.

## **9.1 Стационарная система вибромониторинга гидроагрегатов Билибинской ГЭС**

Стационарные системы контроля вибрации предназначены для контроля вибрационного состояния оборудования и его вращающихся частей. В системах данного вида датчики вибрации, согласующие усилители, устройства обработки и хранения данных установлены постоянно, а сбор данных осуществляется в непрерывном режиме.

Цель системы – своевременно распознать отклонения состояния оборудования от нормального, чтобы выполнить корректирующие действия до

того, как дефекты в различных частях оборудования приведут к ухудшению качества его работы, сокращению срока службы или отказу.

Стационарная система вибрационного контроля гидроагрегатов выполняет следующие функции:

- осуществляет непрерывный мониторинг эксплуатационных характеристик работающих агрегатов ГЭС с предоставлением в наглядной форме текущих параметров вибрации и механических перемещений отдельных узлов гидроагрегатов;
- формирует обобщенные предупредительные сигналы при приближении одного или нескольких параметров к предельному значению;
- автоматически формирует аварийные сигналы и выдает их в ПТК автоматического управления гидроагрегатом (ПТК АУГ) при превышении допустимых значений вибрации по контролируемым параметрам;
- осуществляет архивацию данных в электронном виде, а также регистрацию пиковых параметров, предшествовавших работе предупредительной сигнализации или действию защит на останов агрегата.

### 9.1.1 Структурная схема системы стационарного виброконтроля гидроагрегата

Система вибрационного контроля разделяется на 3 уровня: нижний уровень, средний и верхний. Структурная схема системы вибрационного контроля представлена на рисунке 9.2.

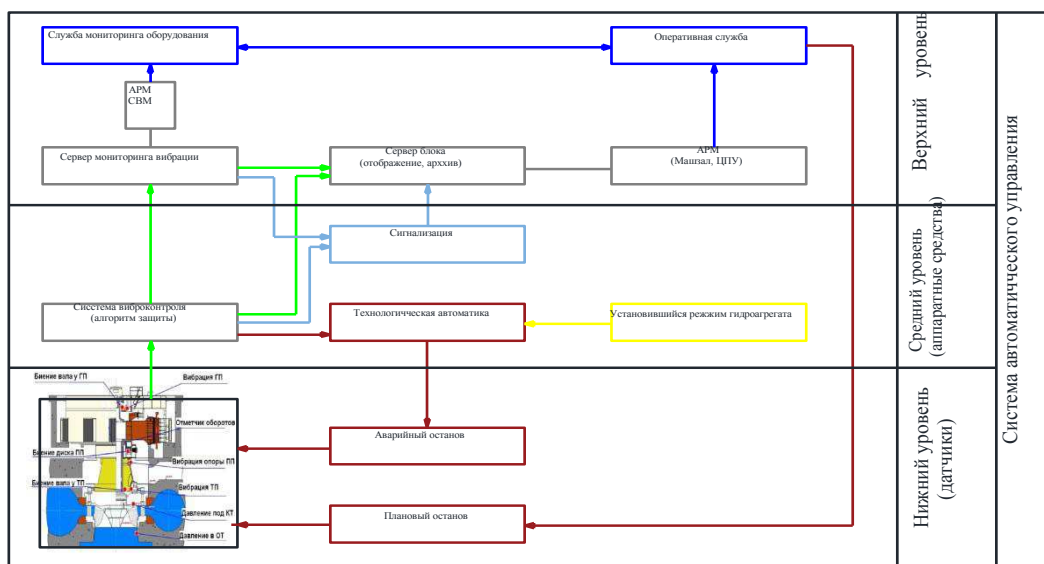


Рисунок 9.2 - Структурная схема вибрационного контроля

Нижний уровень включает в себя первичные преобразователи, устанавливаемые непосредственно на гидроагрегате, служат для измерения следующих параметров: биения вала агрегата; вибрации корпусов направляющих подшипников и опоры подпятника; вибрации сердечника

статора генератора; кавитационный шум в проточной части; режимные параметры агрегата (мощность, напор, высоту отсасывания, открытие направляющего аппарата); отметку положения ротора.

Средний уровень включает в себя систему управления и защиты, которая обеспечивает непрерывный контроль за измеряемыми параметрами и сравнивает их величины с пороговыми значениями. Стержнем такой системы являются возможности средств измерений при минимальных требованиях к оператору, которого в автоматической системе может и не быть.

В верхний уровень входит: сервер мониторинга вибрации, служба мониторинга оборудования, сервер блок, включающий в себя архив и систему отображения данных, с помощью которых оперативная служба следит за состоянием гидроагрегата. На данном уровне осуществляется диагностика, т.е. осуществляется переход к оценке технического состояния оборудования. Эффективность диагноза зависит от квалификации и опыта экспертов, выполняющих анализ результатов измерений.

Требования к порядку выполнения вибрационного контроля и нормы вибрации для оборудования определяются нормативными документами. При оценке вибрационного состояния машин применяются два критерия.

Первый критерий связан со значениями измеряемых параметров вибрации, а второй - с изменениями этих значений.

Второй критерий основан на оценке изменения значения параметра вибрации по сравнению с предварительно заданным эталонным значением в установившемся режиме работы машины.

### 9.1.2 Места установки датчиков

Датчики вибрации непосредственно устанавливаются на элементах гидроагрегата, места размещения датчиком представлены на рисунке 9.3.

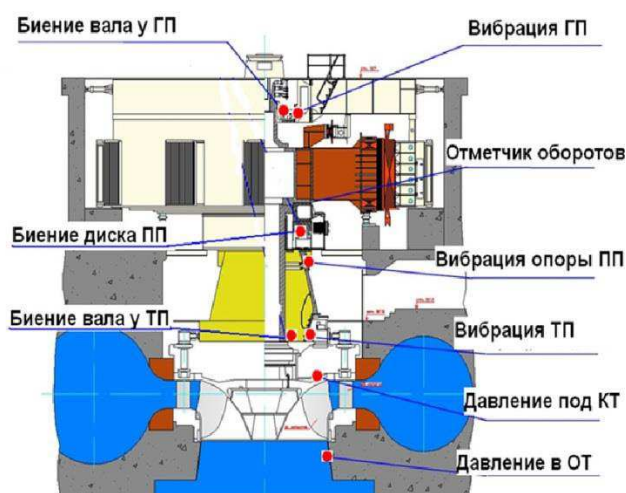


Рисунок 9.3 – Места размещения датчиков вибрации

1. На генераторном подшипнике (датчики 1,2 измеряют относительное радиальное виброперемещение вала надставки в районе генераторного

подшипника, датчики 3,4 измеряют абсолютное радиальное виброперемещение генераторного подшипника, датчик 5 – измеряет абсолютное вертикальное виброперемещение генераторного подшипника со стороны НБ).

2. В зазоре статора генератора (датчики 6,7 - измеряют воздушный зазор главного генератора (16 точек контроля)).

3. В подпятнике генератора (датчики 8,9 служат для измерения относительного вертикального виброперемещения диска подпятника).

4. На опоре подпятника (датчик 10 измеряет абсолютное вертикальное виброперемещение опоры подпятника со стороны нижнего бьефа).

5. Под подпятником (датчик 11 отметчик оборотов).

6. На турбинном подшипнике ( датчики 12,13 служат для измерения абсолютного радиального виброперемещения турбинного подшипника, датчик 14 для измерения абсолютного вертикального виброперемещения турбинного подшипника со стороны НБ, датчики 15,16 - Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника).

7. На лопатках направляющего аппарата (датчики 17,19 служат для измерения абсолютного вертикального виброускорения лопаток направляющего аппарата, датчики 18,20 для измерения абсолютной радиальной виброскорости лопаток направляющего аппарата ).

8. На крышке турбины (датчик 21 измеряет относительное радиальное виброперемещение крышки турбины со стороны НБ, датчики 22,23 - относительное вертикальное виброперемещение крышки турбины).

### **9.1.3 Выбор стационарной системы вибрационного контроля для гидроагрегатов Билибинской ГЭС**

В России разработан стандарт «СТО 17330282.27.140.010-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» [36] к приказу ОАО «РусГидро» и ОАО«УК ГидроОГК» от 06.07.2010 №447/1п-66, который запрещает работу гидроагрегатов без оснащения системами виброконтроля.

Выбор системы вибрационного контроля производится по ГОСТу. Определим нижнюю и верхнюю границу измерения частоты по формулам 9.7 и 9.8.

Нижняя граничная частота:

$$f_{\text{ниж}}=0,2 \cdot 1,67 = 0,334 \text{ Гц} \quad (9.7)$$

Верхняя граничная частота:

$$f_{\text{верх}}=24 \cdot 6 \cdot 1,67=240,48 \text{ Гц} \quad (9.8)$$

На сегодняшний день существует множество систем стационарного виброконтроля, такие как: VibroSystM; Bently Nevada; АЛМАЗ; Brüel&Kjær Vibro и др.

В качестве вибрационной системы виброконтроля Билибинской ГЭС выбираем систему производства фирмы «Bently Nevada».

Стационарная система вибрационного мониторинга гидроагрегатов Билибинской ГЭС включает в себя следующие первичные преобразователи (датчики) контроля состояния:

→ Относительной вибрации:

1. Вертикального биения диска подпятника в направлении нижний бьеф (НБ) и правый берег (ПБ) – 2 шт.

2. Биения вала генератора в районе сегментов генераторного подшипника в направлении нижний бьеф (НБ) и правый берег (ПБ) – 2 шт.

3. Биения вала турбины в районе турбинного подшипника в направлении НБ и ПБ – 2 шт.

4. Биения фланцевого соединения валов турбины и генератора в направлении НБ и ПБ – 2 шт.

5. Отметчик оборотов вала гидротурбины – 1 шт. (в качестве метки на валу могут быть использованы: проточка на валу; шпонка, приваренная к валу; зубчатое колесо (не типичный вариант)) → Абсолютной вибрации:

6. Горизонтальной вибрации корпуса генераторного подшипника со стороны нижнего бьефа НБ и ПБ – 1 шт.

7. Горизонтальной вибрации верхней крестовины генератора в направлении НБ – 1 шт.

8. Горизонтальной вибрации железа статора гидроагрегата.

9. Вертикальной вибрации крышки турбины со стороны НБ – 1 шт.

10. Горизонтальной вибрации корпуса турбинного подшипника со стороны НБ – 1 шт.

## **9.2 Вибрационные испытания агрегата и выбор системы вибрационного контроля для гидроагрегатов Билибинской ГЭС**

### **9.2.1 Режимы работы гидрогенератора**

Датчики контроля состояния для испытаний переносным комплексом стальных конструкций статора проводятся в нескольких точках по окружности статора. Датчик устанавливался в среднем сечении каждого сегмента статора. В 2-х точках проводятся измерения вибрации верхнего и нижнего фланцев корпуса статора со стороны ПБ.

Согласно требованиям СТО 70238424.27.140.001-2011 вибрационные испытания проводятся при следующих режимах работы гидроагрегата (таблица 9.1)



## І этап «Вибрационные испытания стальных конструкций статора»:

Таблица 9.1 – Режимы работы при вибрационных испытаниях

Режим работы ГА
1. Холостой ход без возбуждения с номинальной частотой вращения ротора (100об/мин)
2. Холостой ход с номинальной частотой вращения, с изменением ступенями Уст:
2.1. $0,4U_{ст.ном.} = (6,3 \text{ кВ})$
2.2. $0,6U_{ст.ном.} = (9,45 \text{ кВ})$
2.3. $0,8U_{ст.ном.} = (12,6 \text{ кВ})$
2.4. $1,0U_{ст.ном.} = (15,75 \text{ кВ})$
3. Параллельная работа ГА с системой с изменением нагрузки ступенями.
3.1. 96 МВт
3.2. 144 МВт
3.3. 192 МВт
3.4. 240 МВт

Примечание:

\* Измерения проводятся при "холодном" (не выше 30°C) и при "горячем" (выше 50°C) сердечнике.

### Осмотр стальных конструкций статора:

Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, спинка сердечника и стыки секторов статора, а также штифты нижнего фланца корпуса и узлы крепления корпуса к фундаменту.

При осмотре должны быть установлены качественные характеристики, место обнаружения аномальностей и, по возможности, их количественная оценка. Следует обращать особое внимание на:

- наличие контактной коррозии активной стали;
- трещины и обрывы сварных швов узлов крепления сердечника;
- трещины и изломы наборных призм (клиньев);
- разрушение (сколы, выкрашивания) активной стали;
- волна и «домики» активной стали;
- подвижность вентиляционных распорок;
- ослабление распорных домкратов;
- ослабление и выползание штифтов фланца корпуса;
- ослабление затяжки гаек стяжных шпилек сердечника и анкерных болтов.

По результатам испытания и осмотра стальных конструкций статора производится оценка.

## II этап «Вибрационные испытания опорных конструкций и боя вала гидроагрегата»:

Измерения вибрации опорных конструкций в диапазоне частот 0,8-200 Гц проводятся измерителями виброперемещений ИВП-05-0,8/200.

Датчики контроля состояния для испытаний переносным комплексом опорных конструкций и боя вала гидроагрегата:

- верхняя крестовина в направлении между НБ и ПБ(радиально);
- корпус генераторного подшипника со стороны ПБ (радиально);
- корпус генераторного подшипника со стороны НБ (радиально);
- корпус турбинного подшипника со стороны ПБ (радиально);
- корпус турбинного подшипника со стороны НБ (радиально);
- крышка турбины со стороны ПБ (вертикально);
- крышка турбины со стороны НБ (вертикально).

Измерение боя вала в диапазоне частот 0-200Гц проводятся датчиками измерения относительных виброперемещений ДБ2 в районе турбинного подшипника со стороны ПБ и НБ.

Датчик оборотов ВБЗ устанавливается в районе турбинного подшипника со стороны НБ.

- 2) Согласно требованиям СТО 70238424.27.140.001-2011 вибрационные испытания проводятся при следующих режимах работы гидроагрегата (таблица 9.2):

Таблица 9.2 – Режимы работы при вибрационных испытаниях

Режим работы ГА
1. Холостой ход без возбуждения с изменением частоты вращения ротора ступенями:
1.1 $n=0,8n_{ном}$ (80 об/мин)
1.2 $n=0,9n_{ном}$ (90 об/мин)
1.3 $n=1,0n_{ном}$ (100об/мин)
1.4 $n=1,1n_{ном}$ (110 об/мин)
2. Холостой ход с номинальным $U_{ст}=15,75$ кВ, номинальной частотой вращения 100 об/мин.
3. Параллельная работа ГА с сетью с изменением нагрузки ступенями от 0 до 240 МВт, ступенями по 48 МВт.
3.1. 0 МВт
3.2. 48 МВт
3.3. 96 МВт
3.4. 144 МВт
3.5. 192 МВт
3.6. 240 МВт

## 9.2.2 Методика оценки вибрационного состояния гидроагрегата

По результатам испытаний проводится оценка вибрационного состояния ГА :

Согласно стандарта СТО 70238424.27.140.001-2011 для гидроагрегатов с номинальной частотой вращения 100 об/мин ( $f_{об}=1,67$  Гц) имеется следующая оценка вибрационного состояния по величине двойной амплитуды полигармонической вибрации. Вибрационное состояние гидроагрегатов по СТО рисунок 9.4

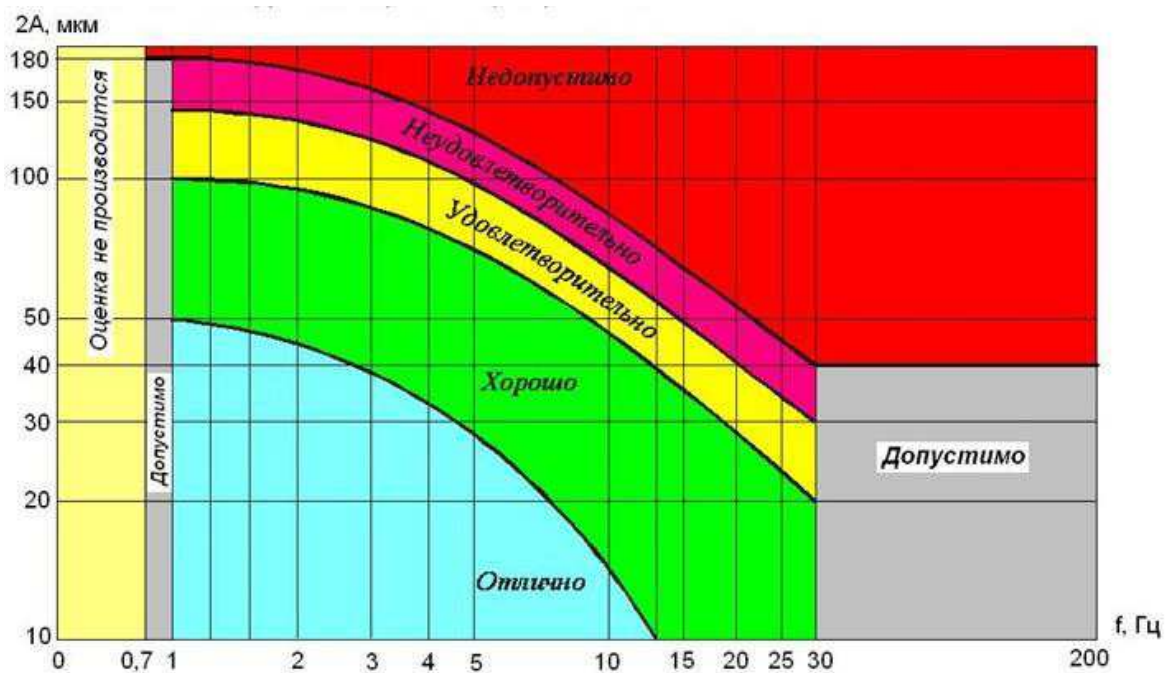


Рисунок 9.5 – Вибрационное состояние ГА по СТО

1. Вибрация опорных конструкций в полосе частот  $f < 1$  Гц:
    - до 180 мкм «допустимо»
    - свыше 180 мкм «недопустимо»
  2. Вибрация опорных конструкций в полосе частот  $f = 1 - 30$  Гц
- рисунок 9.5

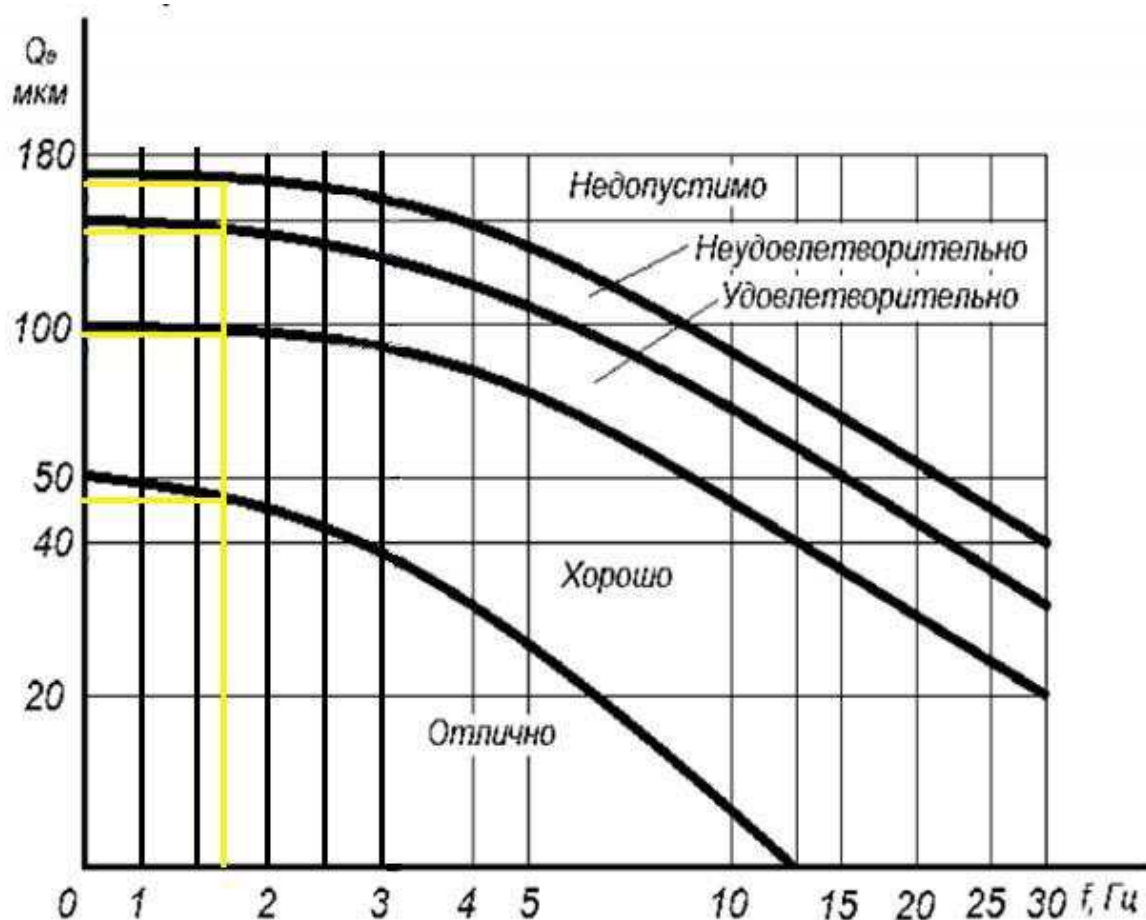


Рисунок 9.5 - Оценка вибрации гидроагрегата

Типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата, приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Типовые решения на основе оценки вибрации ГА

Уровень вибрации, мкм	Оценка вибрационного состояния	Решение
$\leq 47$	«отлично»	Периодичность измерений вибрации не реже одного раза в 6 лет.
$\leq 99$	«хорошо»	Периодичность измерений вибрации один раз в 3 года.
$\leq 145$	«удовлетворительно»	Периодичность измерений вибрации один раз в год.
$\leq 170$	«неудовлетворительно»	Устранение повышенной вибрации при первой возможности. До устранения повышенной вибрации проводить контроль вибрации не реже одного раза в два месяца.
$> 170$	«недопустимо»	Эксплуатация агрегата без особого разрешения технического руководителя не допускается.

3. Вибрация опорных конструкций в полосе частот  $f > 30$  Гц:
- до 40 мкм «допустимо»
  - свыше 40 мкм «недопустимо»

4. Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по составляющей вибрации с частотой 100 Гц представлена в таблице 9.4:

Таблица 9.4 - Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора

2А мкм при холостом ходе ГА с возбуждением (сердечник «холодный»)	2А мкм при параллельной работе с системой (сердечник «горячий»)	Оценка
до 50 мкм	до 30 мкм	«удовлетворительно»
более 50 мкм	более 30 мкм	«неудовлетворительно»

5. Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по низкочастотной составляющей вибрации (0,8-30 Гц):

- до 80 мкм «удовлетворительно»;
- до 180 мкм «неудовлетворительно»;
- свыше 180 мкм «недопустимо».

6. Нормы боя вала предоставляются заводом изготовителем в руководстве по эксплуатации для турбины и генератора данного типа.

Оценка вибрационного состояния элемента конструкции производится по наибольшему значению вибрации в процессе испытаний. Общая оценка вибрационного состояния всех опорных конструкций ГА дается по их наихудшей оценке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Билибинской ГЭС на реке Омолон, являющейся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Билибинской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 2400$  МВт.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры: максимальный  $H_{max} = 75,0$  м; расчётный  $H_{расч} = 56,5$  м; минимальный  $H_{min} = 52,1$  м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{max}$ , соответствующий расчётному напору, составляет  $3936$  м<sup>3</sup>/с.

По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с десятью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес  $7,1$  м РО75а-В.

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения был подобран серийный гидрогенератор СВ 1260/235-60 с номинальной активной мощностью  $240$  МВт.

На следующем этапе была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТЦ-630000/500, трансформаторы собственных нужд ТРДНС – 25000/15,75/6 для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

В распределительном устройстве принята схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи КРУЭ 500. В качестве генераторного выключателя принят НЕСС-9 укомплектованный трансформаторами тока, напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята в результате расчета нагрузок в основном и особом сочетаниях.

В состав сооружений входят:

- глухая правобережная бетонная плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- глухая левобережная бетонная плотина;
- разделительный устой между водосливной и станционной частью;
- сопрягающие устои.

Ширина водосливной части плотины по гребню составляет  $104$  м. Водосливная плотина имеет  $8$  пролетов по  $9$  м в свету. Толщина быка составляет  $4$  м. Станционная часть плотины составляет  $243$  м. Правобережная

глухая бетонная часть плотины составляет 31 м, левобережная глухая бетонная часть плотины составляет 30 м.

Гашение энергии произведено способом свободно отброшенной струи. Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа составляет 199,4 м.

Ширины подошвы плотины 67 м.

Ширина створа плотины 417 м.

Отметка гребня плотины 430,4 м.

Отметка гребня водослива 408 м.

Сравнив результаты рассчитанных напряжений в плотине с критериями прочности можно сделать вывод, что плотина удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а также величине сжимающих напряжений, не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины для бетона класса В20).

Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующими нормами и законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности при эксплуатации гидротехнических сооружений. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

Чистый дисконтированный доход NPV= 65321,1 млн.руб.

Индекс прибыльности PI = 2,06

Срок окупаемости проекта равен 6,5 лет

Себестоимость электроэнергии 0,052 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 25314,1 руб./кВт

Таким образом, строительство Билибинской ГЭС с установленной мощностью 2400 МВт в настоящее время является актуальным проектом.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ.ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. 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.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014 г.
6. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр.[Электронный ресурс]. – Режим доступа :[http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG\\_system.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf)
7. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
8. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
9. СТО 15352615-023-2011 Номенклатурный каталог «Тольятинский трансформатор»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://transformator.com.ru>
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
11. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
12. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115864>
13. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие



для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

14. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ.ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.

15. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: [www.online-electric.ru](http://www.online-electric.ru)

16. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы /сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

17. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП,2012.

18. СП 40.1333.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

19. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>

21.«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды (м<sup>3</sup>/с) р. Омолон в створе Билибинской ГЭС с 1979 по 2011 гг.

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений р. Омолон в створе Билибинской ГЭС за период 1979-2011 гг..

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср.год</sub>
1979	136	190	153	606	4332	3512	656	317	870	443	368	279	988,50
1980	69	114	114	338	2507	1477	295	395	493	209	150	145	525,50
1981	212	182	235	917	4813	4397	1163	472	630	569	418	211	1184,92
1982	361	166	365	868	6150	3224	1127	1203	1202	425	211	152	1287,83
1983	145	125	180	348	1953	4201	417	570	673	205	108	129	754,50
1984	166	53	153	246	3770	3572	321	485	276	251	142	98	794,42
1985	87	88	51	179	1729	2154	484	362	243	255	105	76	484,42
1986	141	72	180	452	1704	2739	456	539	336	169	179	144	592,58
1987	197	188	128	311	3906	3282	787	746	699	183	116	101	887,00
1988	254	198	125	661	4374	2767	549	779	451	250	254	152	901,17

Продолжение таблицы А.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.год
1989	81	170	216	794	5717	4840	618	421	765	413	172	162	1197,42
1990	146	148	110	459	3178	2104	430	265	478	271	140	168	658,08
1991	121	72	67	545	3701	3637	450	549	392	205	222	178	844,92
1992	94	101	75	634	3985	2171	325	353	549	311	282	150	752,50
1993	133	84	135	452	2160	1718	366	185	383	79	68	138	491,75
1994	70	88	158	236	2055	2195	279	488	616	293	143	165	565,50
1995	53	52	105	228	1045	2808	146	245	377	117	62	93	444,25
1996	234	127	170	675	3626	2526	832	351	462	249	249	108	800,75
1997	168	298	371	944	6854	3384	843	936	449	530	264	193	1269,50
1998	279	255	256	1299	3452	3108	718	1356	1311	386	536	352	1109,00
1999	134	239	279	1037	6094	3372	786	714	582	556	314	173	1190,00
2000	113	193	209	459	2797	2985	516	699	758	311	280	125	787,08
2001	139	166	58	247	2601	3765	465	366	286	260	83	110	712,17
2002	150	319	294	941	2633	5745	876	893	403	340	300	168	1088,50

Продолжение таблица А.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qcp.год
2003	153	256	268	960	4142	5542	786	710	806	520	311	298	1229,33
2004	101	127	291	841	6479	4297	413	688	921	494	171	307	1260,83
2005	307	128	131	367	3150	4892	715	1135	798	561	297	346	1068,92
2006	61	125	149	312	4102	2395	346	277	542	217	243	170	744,92
2007	240	172	166	621	2273	3160	467	552	480	271	301	160	738,58
2008	263	132	130	520	4964	4212	643	333	576	280	252	248	1046,08
2009	104	133	156	606	3249	2674	662	488	461	282	98	166	756,58
2010	172	168	210	403	5351	3440	714	316	793	181	208	247	1016,92
2011	81	143	112	235	1715	1207	470	345	291	185	135	130	420,75

Продолжение приложения А

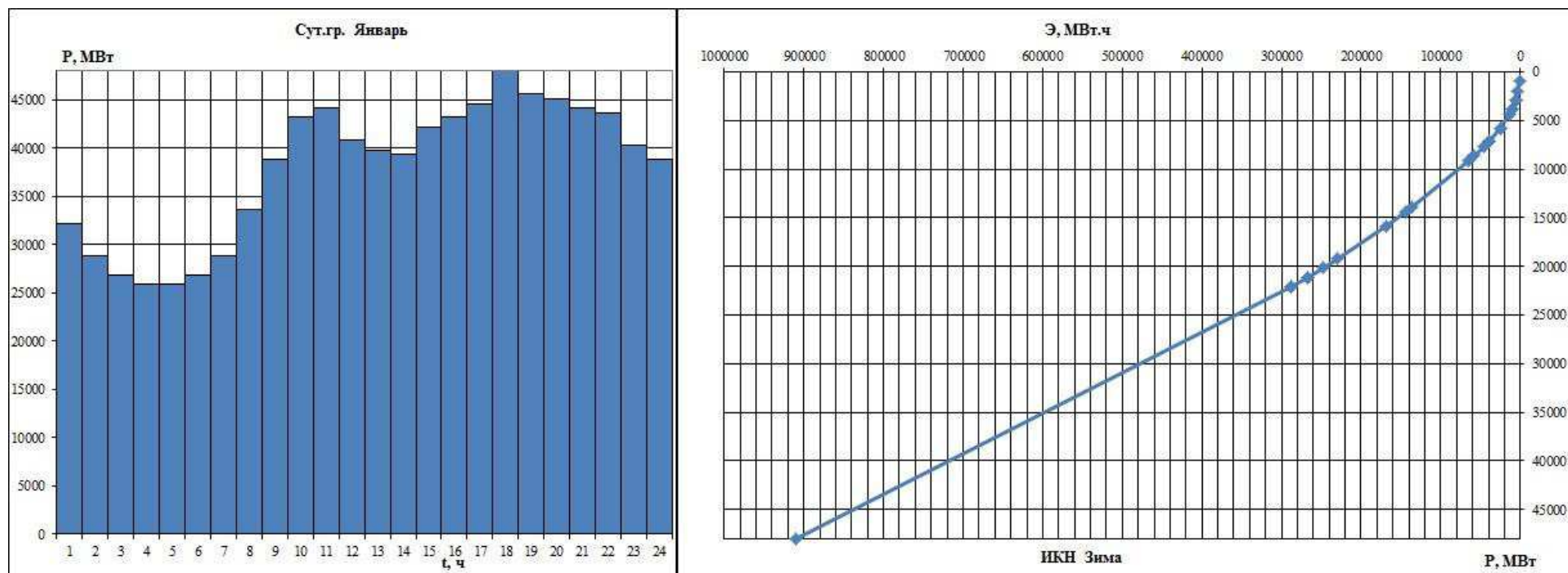


Рисунок А.1. – Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

Продолжение приложения А

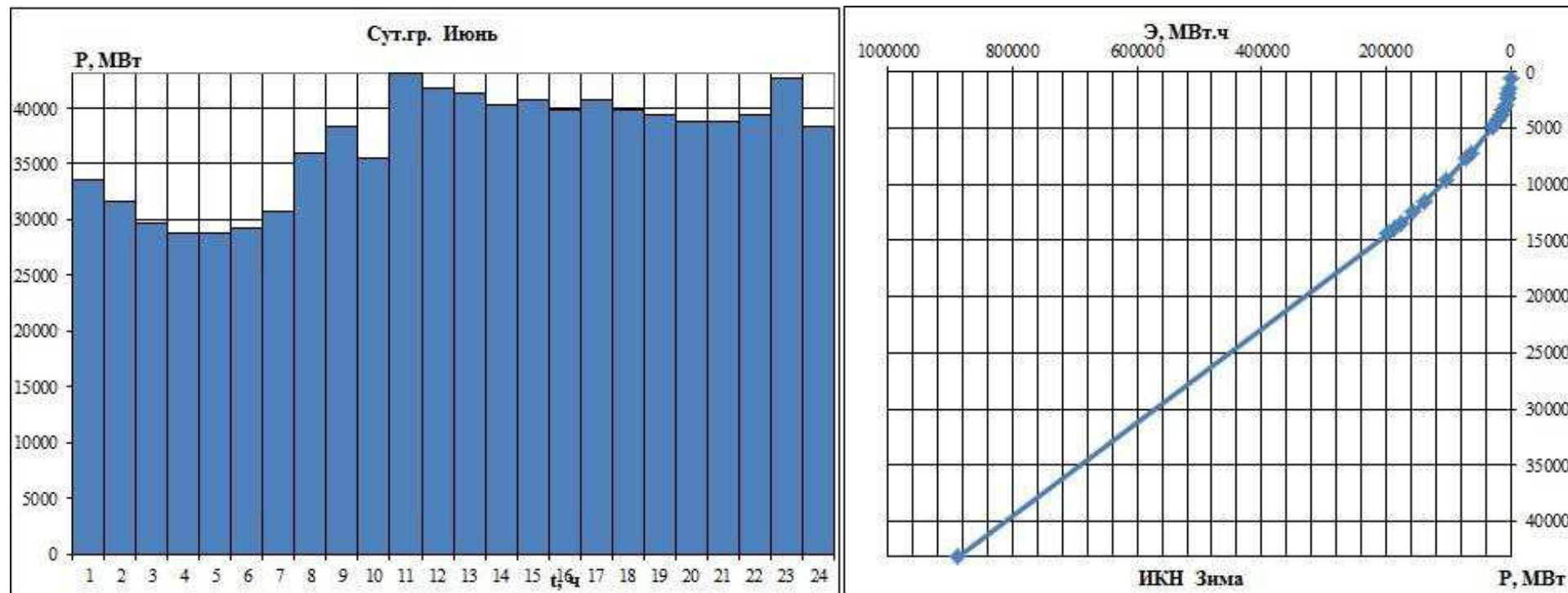


Рисунок А.2. – Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

Продолжение приложения А

Таблица А.2– Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	V <sub>вдхр</sub>			Z <sub>вб</sub>			15	16	17	18
								9	10	11	12	13	14				
t, месяц	Q <sub>быт.пол</sub>	Q <sub>фильтр</sub>	Q <sub>водохр</sub>	Q <sub>хол.сбр</sub>	Q <sub>гэс</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>нач</sub>	dV, км <sup>3</sup>	V <sub>кон</sub>	Z <sub>н</sub>	Z <sub>к</sub>	Z <sub>сред</sub>	Z <sub>нб</sub>	H	N <sub>гэс</sub>	N <sub>гар</sub>
9	209	1	90	0	299	300	300	16	0,23	15,77	422,00	421,85	421,92	345,47	76,45	201	по ВХК
10	201	1	100	0	301	302	300	15,77	0,26	15,51	421,85	421,69	421,77	345,49	76,28	202	по ВХК
11	125	1	40	0	165	166	165	15,51	0,10	15,40	421,69	421,63	421,66	344,21	77,45	112	по ВХК
12	119	1	1600	0	1719	1720	165	15,40	4,15	11,26	421,63	418,39	420,01	351,77	68,24	1032	1030
1	141	1	1760,00	0	1901	1902	165	11,26	4,56	6,69	418,39	409,27	413,83	352,22	61,61	1031	1030
2	75	1	90	0	165	166	165	6,69	0,23	6,46	409,27	408,59	408,93	344,21	64,72	94	по ВХК
3	169	1	-5	0	164	165	165	6,46	-0,01	6,47	408,59	408,63	408,61	344,20	64,41	93	по ВХК
4	405	1	-240	0	165	166	165	6,47	-0,62	7,10	408,63	410,38	409,51	344,21	65,29	95	по ВХК
5	1657	1	-1358		299	300	300	7,10	-3,52	10,62	410,38	417,51	413,95	345,47	68,47	180	по ВХК
6	2100	1	-1800		300	301	300	10,62	-4,67	15,28	417,51	421,56	419,54	345,48	74,06	196	по ВХК
7	440	1	-140	0	300	301	300	15,28	-0,36	15,64	421,56	421,77	421,67	345,48	76,19	201	по ВХК
8	322	1		0	322	323	300	15,64	0,00	15,64	421,77	421,77	421,77	345,67	76,11	216	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3– Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			15	16	17	18
								9	10	11	12	13	14				
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
9	209	1	90	0	299	300	300	16	0,23	15,77	422,00	421,85	421,92	345,47	76,45	201	по вхк
10	201	1	100	0	301	302	300	15,77	0,26	15,51	421,85	421,69	421,77	345,49	76,28	202	по вхк
11	125	1	40	0	165	166	165	15,51	0,10	15,40	421,69	421,63	421,66	344,21	77,45	112	по вхк
12	119	1	1540	0	1659	1660	165	15,40	3,99	11,41	421,63	418,58	420,11	351,62	68,49	1000	1000
1	141	1	1685,00	0	1826	1827	165	11,41	4,37	7,04	418,58	410,24	414,41	352,04	62,37	1000	1000
2	75	1	90	0	165	166	165	7,04	0,23	6,81	410,24	409,60	409,92	344,21	65,71	95	по вхк
3	169	1	-5	0	164	165	165	6,81	-0,01	6,82	409,60	409,64	409,62	344,20	65,42	94	по вхк
4	405	1	-240	0	165	166	165	6,82	-0,62	7,45	409,64	411,28	410,46	344,21	66,24	96	по вхк
5	1657	1	-1360		297	300	300	7,45	-3,53	10,97	411,28	418,01	414,65	345,47	69,17	181	по вхк
6	2100	1	-1800		300	301	300	10,97	-4,67	15,64	418,01	421,77	419,89	345,48	74,41	196	по вхк
7	440	1	-140	0	300	301	300	15,64	-0,36	16,00	421,77	422,00	421,88	345,48	76,40	202	по вхк
8	322	1		0	322	323	300	16,00	0,00	16,00	422,00	422,00	422,00	345,67	76,33	216	по вхк



Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			16	17	18	
								9	10	11	12	13	14				15
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	QГЭС	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
9	385	1	90	0	475	476	300	16	0,23	15,77	422,00	421,85	421,92	346,83	75,09	314	по ВХК
10	209	1	100	0	309	310	300	15,77	0,26	15,51	421,85	421,69	421,77	345,56	76,21	207	по ВХК
11	275	1	40	0	315	316	165	15,51	0,10	15,40	421,69	421,63	421,66	345,61	76,05	211	по ВХК
12	250	1	1410	0	1660	1661	165	15,40	3,65	11,75	421,63	418,97	420,30	351,62	68,68	1003	1000
1	154	1	1685,00	0	1839	1840	165	11,75	4,37	7,38	418,97	411,12	415,04	352,07	62,97	1000	1000
2	119	1	220	0	339	340	165	7,38	0,57	6,81	411,12	409,60	410,36	345,81	64,55	193	по ВХК
3	183	1	-5	0	178	179	165	6,81	-0,01	6,82	409,60	409,64	409,62	344,35	65,27	102	по ВХК
4	601	1	-240	0	361	362	165	6,82	-0,62	7,45	409,64	411,28	410,46	345,99	64,47	205	по ВХК
5	3518	1	-1360		2158	300	300	7,45	-3,53	10,97	411,28	418,01	414,65	345,47	69,17	1314	по ВХК
6	3476	1	-1800		1676	1677	300	10,97	-4,67	15,64	418,01	421,77	419,89	351,66	68,23	1006	по ВХК
7	491	1	-140	0	351	352	300	15,64	-0,36	16,00	421,77	422,00	421,88	345,91	75,98	235	по ВХК
8	588	1		0	588	589	300	16,00	0,00	16,00	422,00	422,00	422,00	347,56	74,44	385	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	Vвдхр			Zвб			15	16	17	18
								Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред				
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
9	385	1	100	0	485	486	300	16	0,26	15,74	422,00	421,83	421,92	346,90	75,02	320	по ВХК
10	209	1	140	0	349	350	300	15,74	0,36	15,38	421,83	421,62	421,73	345,89	75,84	233	по ВХК
11	275	1	120	0	395	396	165	15,38	0,31	15,07	421,62	421,44	421,53	346,25	75,28	262	по ВХК
12	250	1	1420	0	1670	1671	165	15,07	3,68	11,39	421,44	418,55	419,99	351,65	68,35	1004	1000
1	154	1	1685,00	0	1839	1840	165	11,39	4,37	7,02	418,55	410,17	414,36	352,07	62,29	1000	1000
2	119	1	80	0	199	200	165	7,02	0,21	6,81	410,17	409,60	409,89	344,55	65,33	114	по ВХК
3	183	1	-5	0	178	179	165	6,81	-0,01	6,82	409,60	409,64	409,62	344,35	65,27	102	по ВХК
4	601	1	-240	0	361	362	165	6,82	-0,62	7,45	409,64	411,28	410,46	345,99	64,47	205	по ВХК
5	3518	1	-1560		1958	300	300	7,45	-4,04	11,49	411,28	418,67	414,98	345,47	69,50	1198	по ВХК
6	3476	1	-1600		1876	1877	300	11,49	-4,15	15,64	418,67	421,77	420,22	352,16	68,06	1124	по ВХК
7	491	1	-140	0	351	352	300	15,64	-0,36	16,00	421,77	422,00	421,88	345,91	75,98	235	по ВХК
8	588	1		0	588	589	300	16,00	0,00	16,00	422,00	422,00	422,00	347,56	74,44	385	по ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Универсальные характеристики гидротурбин

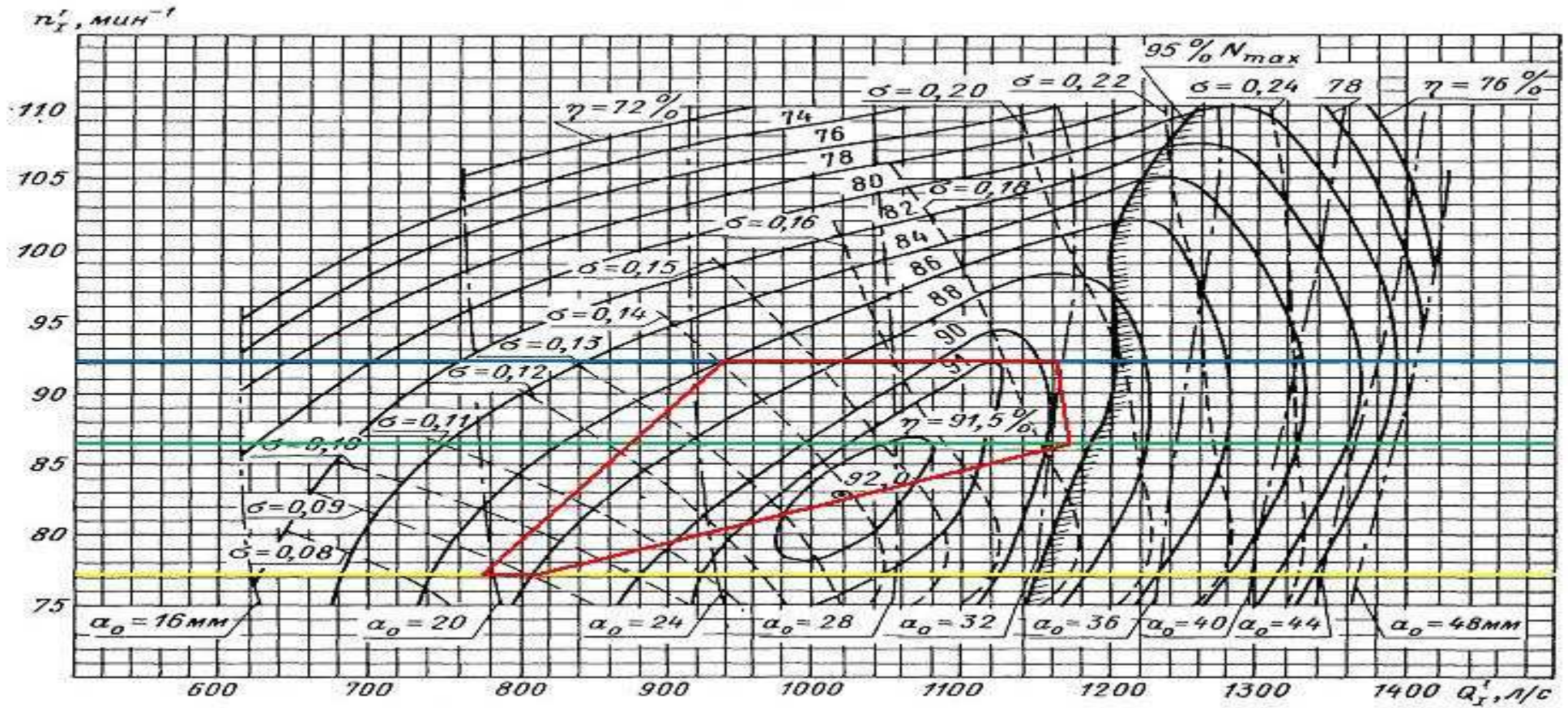


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО75а-В D1=7,1 м



Продолжение приложения Б

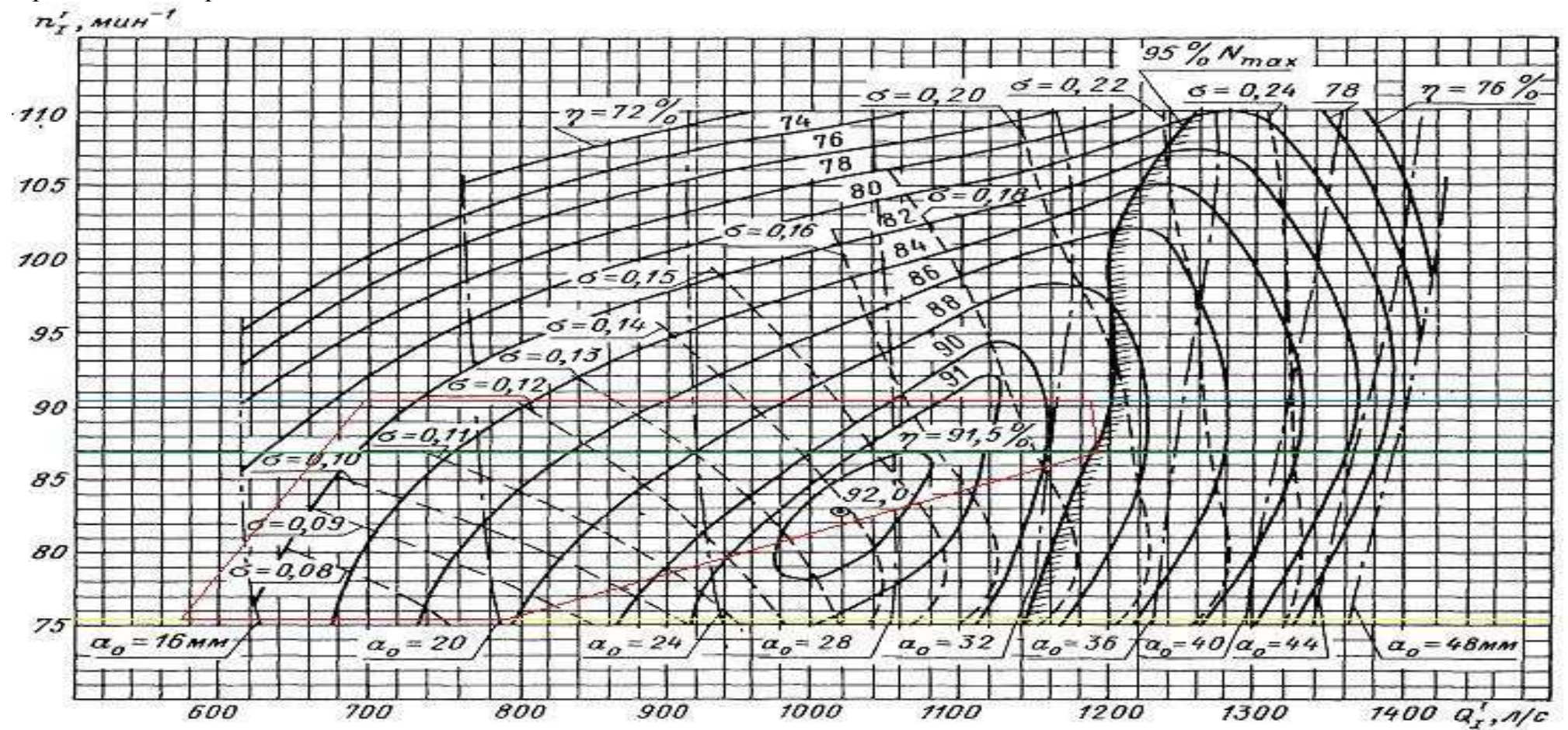


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика РО75а-В D1=8,5 м



Продолжение приложения Б

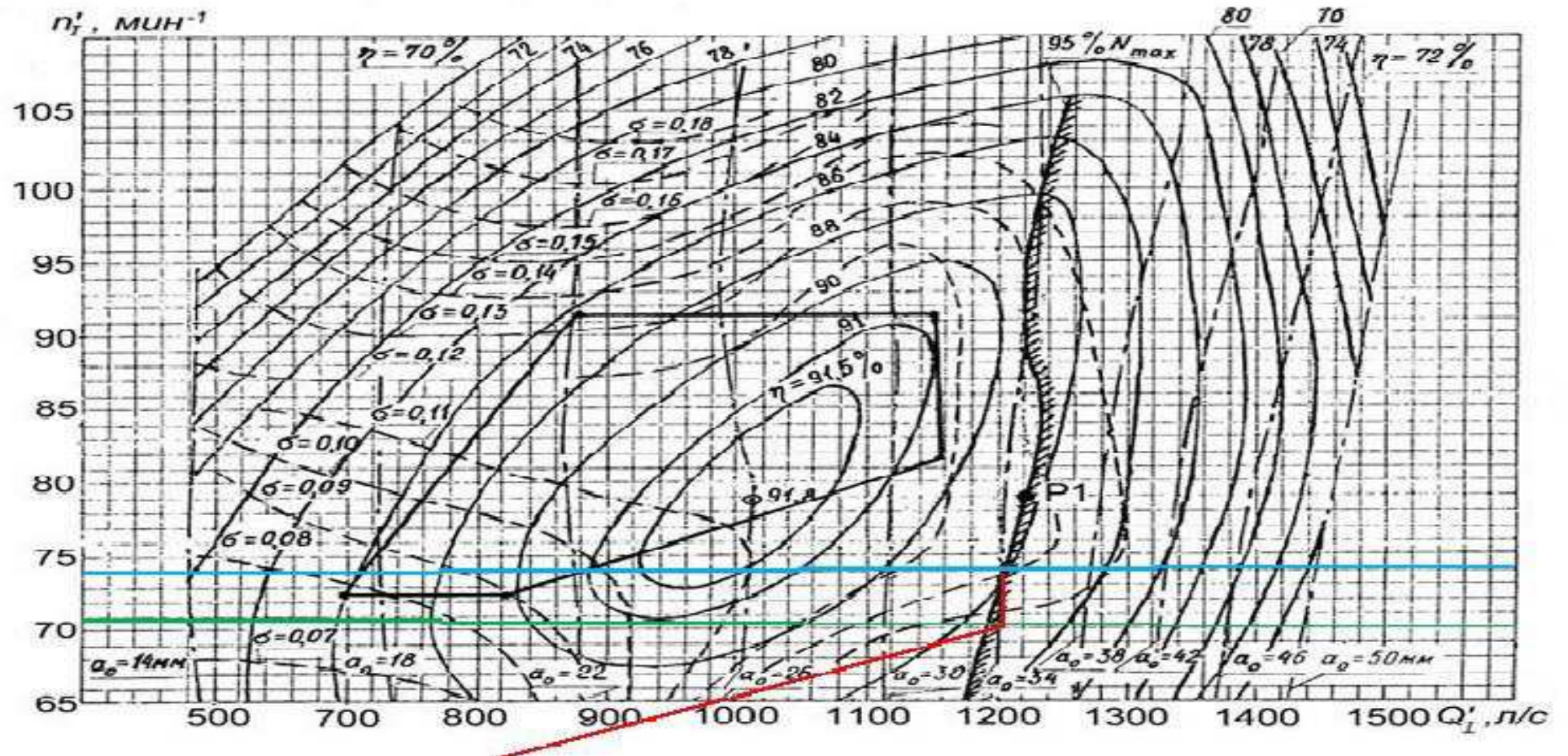


Рисунок Б.3 – Главная универсальная характеристика PO756-B D1=7,1 м



Продолжение приложения Б

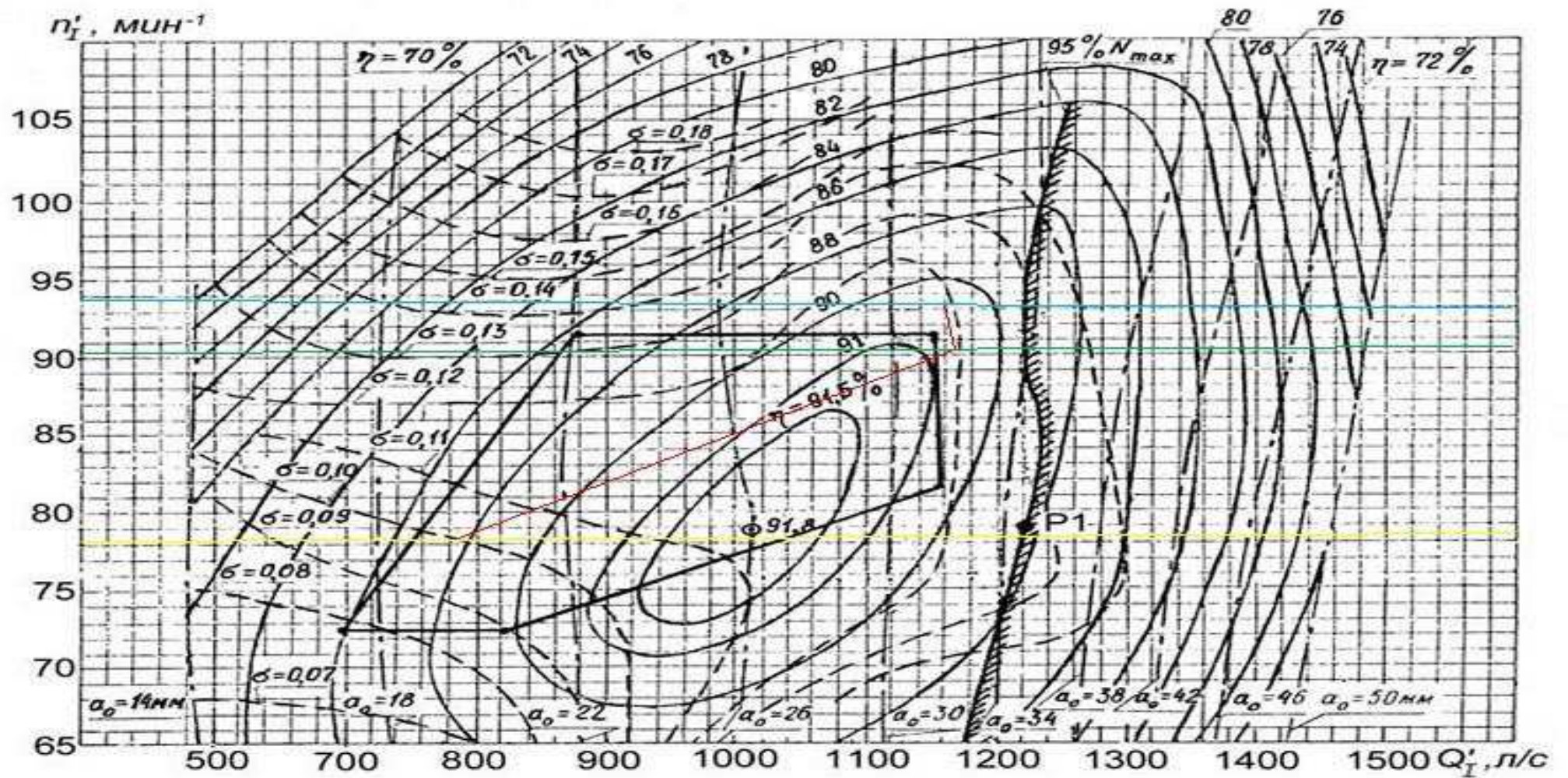


Рисунок Б.4 – Главная универсальная характеристика РО756-В D1=8,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Релейная защита

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{\text{ср.0}}$	$0,15 \cdot I_H$	0,687 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{\text{нт}}$	$0,5 \cdot I_H$	2,291 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,87А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{\text{ср2}}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{\text{ср1}}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{сигн}}$	$0,07 \cdot I_H$	0,321 А
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,15 \cdot I_H$	0,687 А
		ОТС I	$I_{2\text{с.з.}}$	$0,175 \cdot I_H$	0,802 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{сигн}}$	$1,07 \cdot I_H$	4,903 А
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_H$	5,040 А
		ОТС	$I_{1\text{отс}}$	$1,224 \cdot I_{\text{ном}}$	5,608А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,10	1,257 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,346	4,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{\text{ном.р}}$	5,4495 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,11 \cdot I_{\text{ном.р}}$	5,6532 А
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,19 \cdot I_{\text{ном.р}}$	11,1537 А

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключен ие В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГ	Отключен ие В- ие ТСН 500В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупре дительны й сигнал	
Защита									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$					+		
		$t_3$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 степень $t_1$	+	+					
		2 степень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Компоновка Билибинского гидроузла

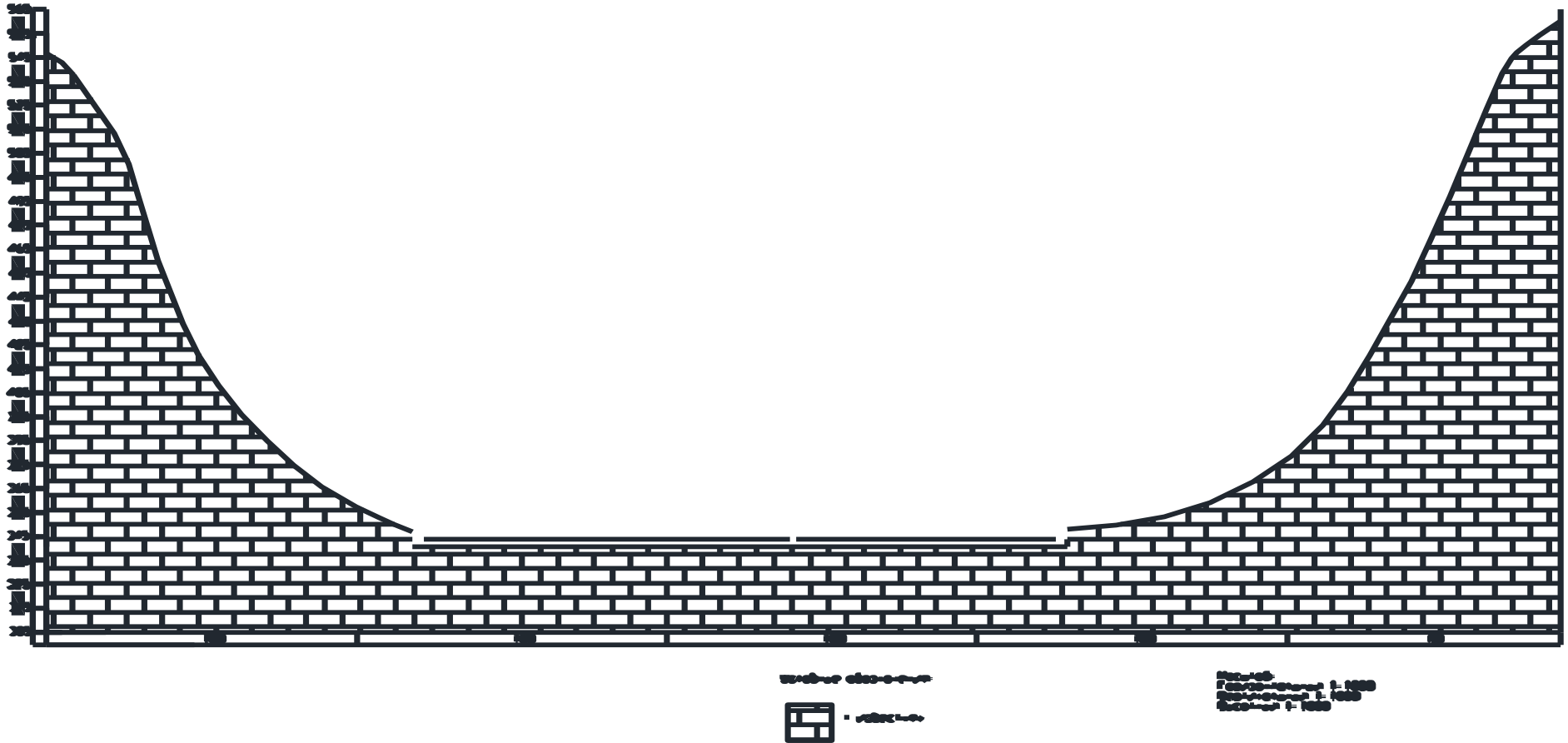


Рисунок Г.1 - Геологический разрез створа Билибинской ГЭС

Продолжение приложения Г

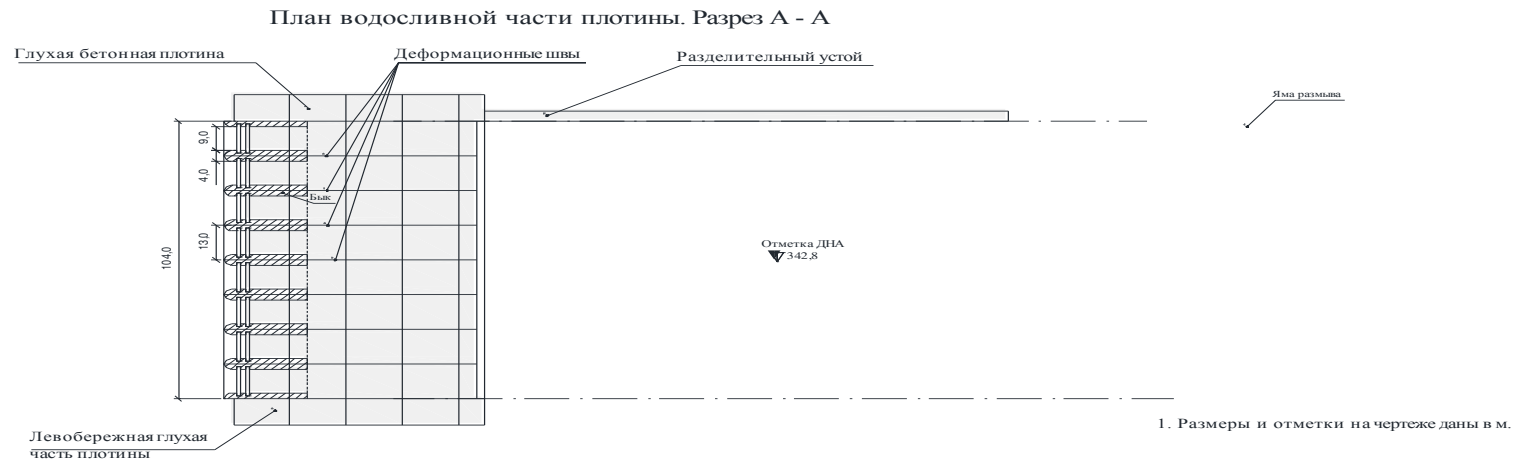
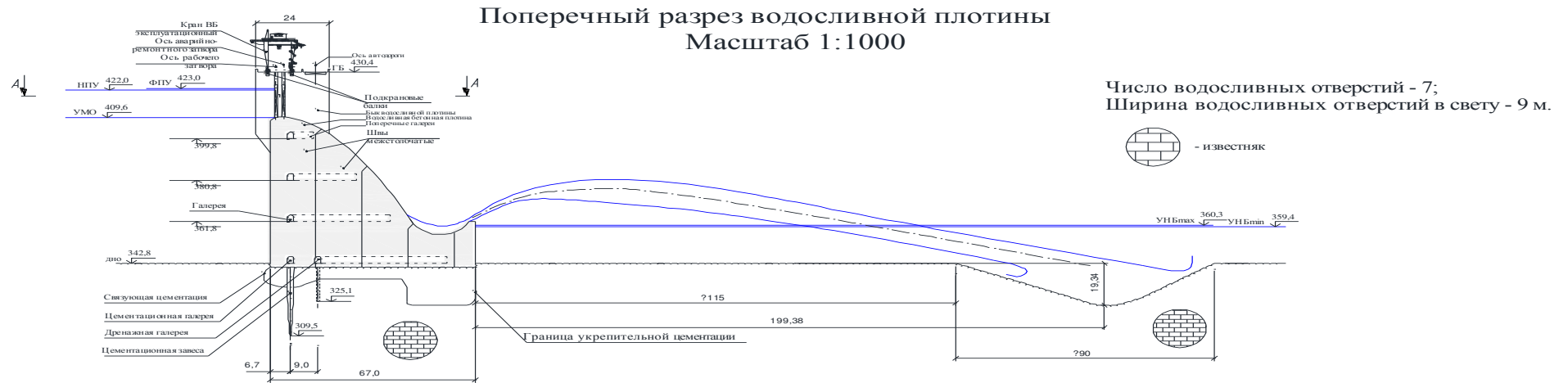
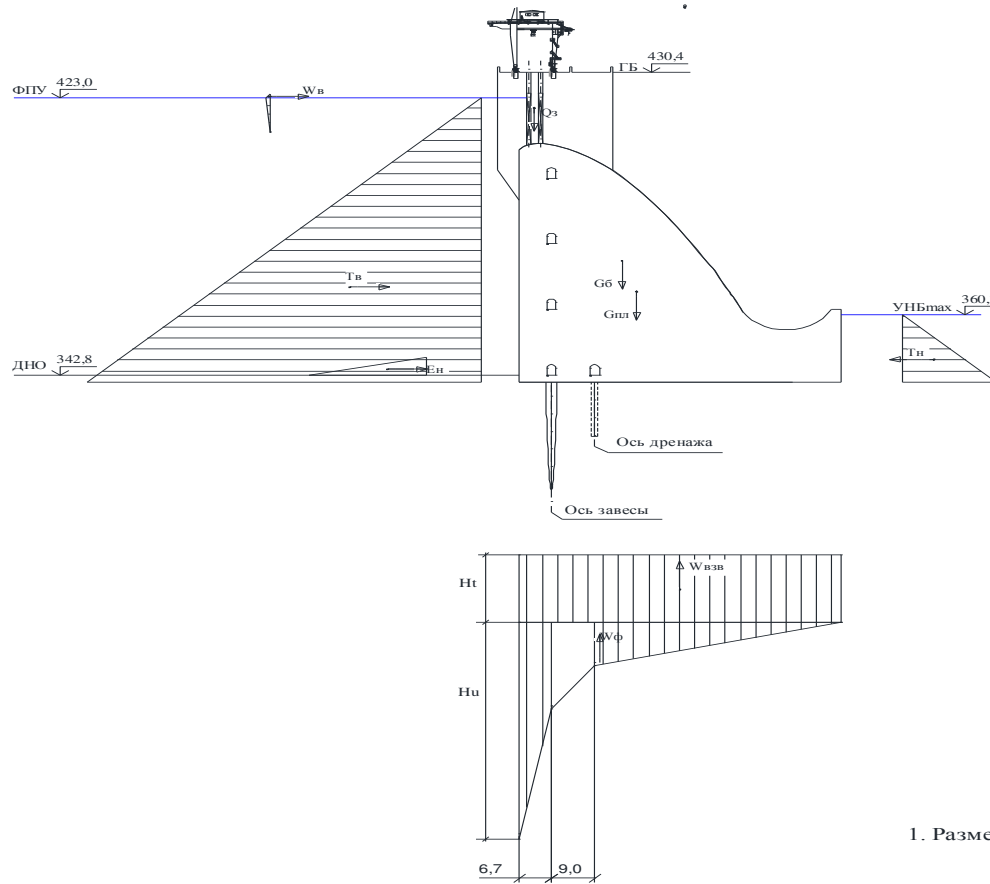
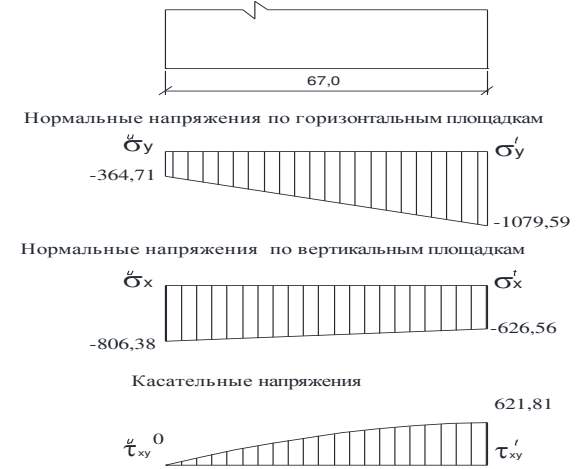


Рисунок Г.2- Поперечный разрез водосливной плотины

Продолжение приложения Г



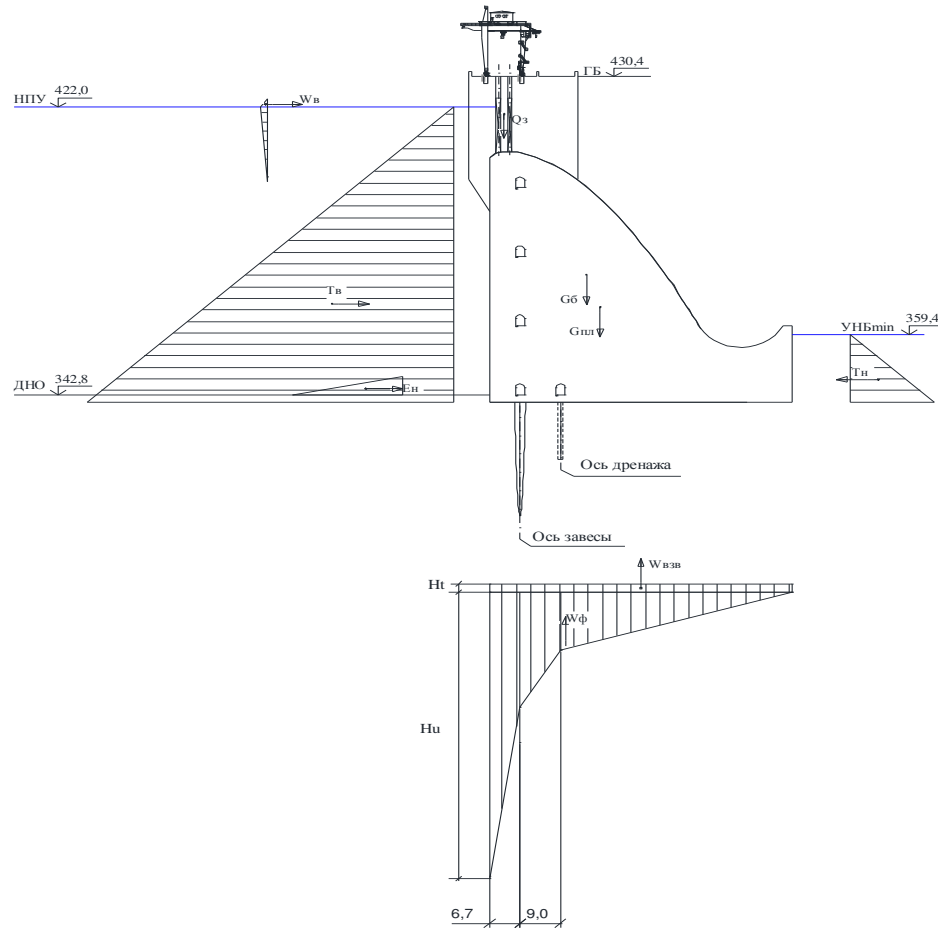
Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины при особом сочетании нагрузок и воздействий, кПа  
В 1 см - 50 кПа



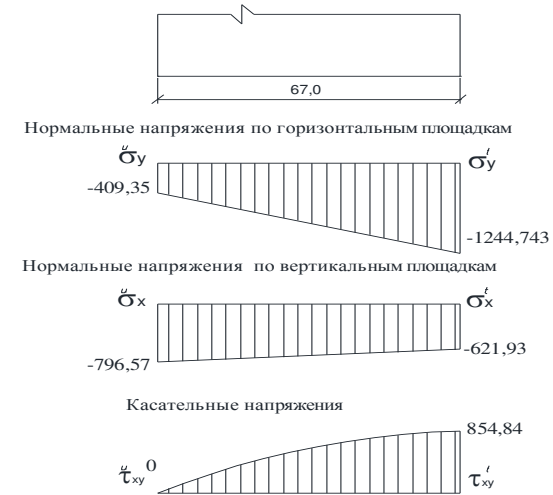
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Рисунок Г.3- Нагрузки на тело плотины и краевые напряжения при особом сочетании нагрузок

# Продолжение приложения Г



Краевые напряжения в контактном сечении водосливной плотины при основном сочетании нагрузок и воздействий, кПа  
В 1 см - 50 кПа

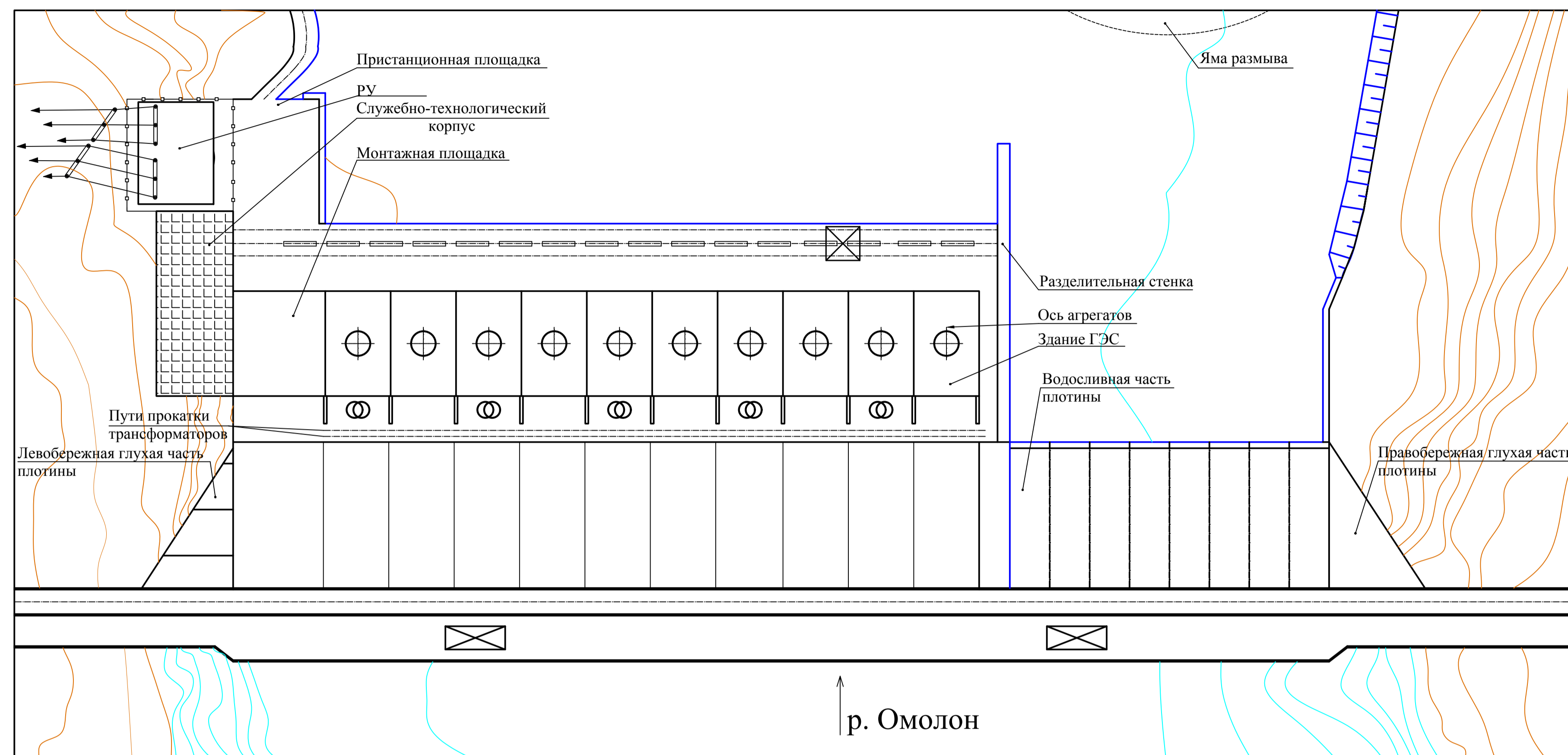


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Рисунок Г.4- Краевые напряжения при основном сочетании нагрузок

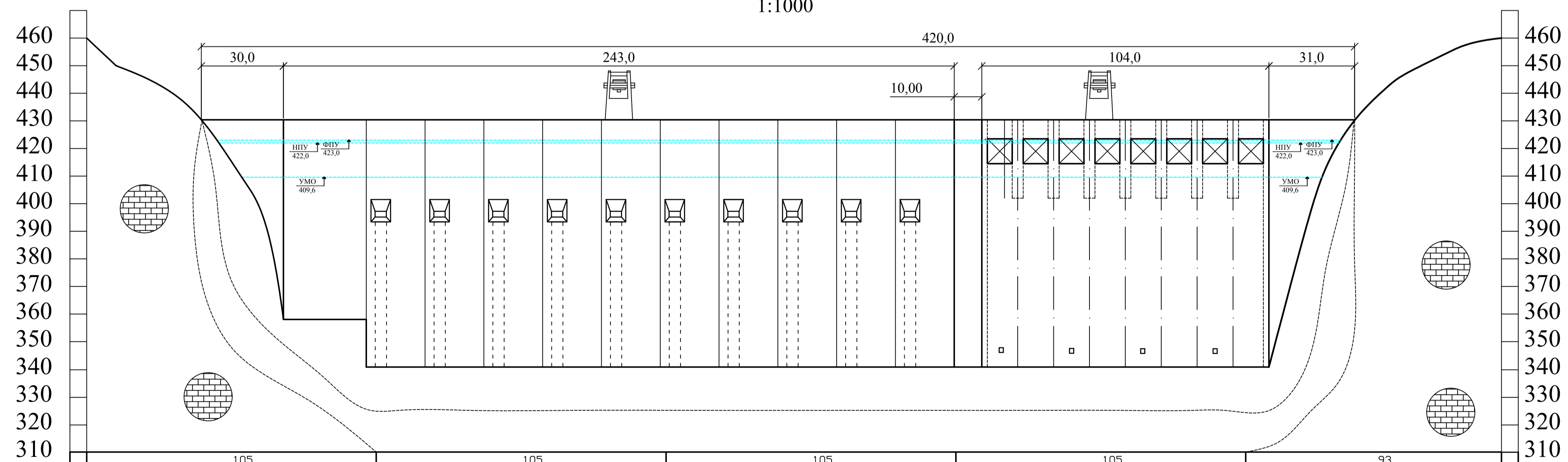
# Генеральный план Билибинского гидроузла на реке Омолон

1:1000



## Вид с верхнего бьефа

1:1000



### Ведомость состава проекта.

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541319606-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-541319606-ГР1	Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА
3	ВКР-13.03.02-541319606-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины.
4	ВКР-13.03.02-541319606-ГР3	Сбор нарузок на водосливную часть плотины.
5	ВКР-13.03.02-541319606-ЭС1	Главная электрическая схема соединений.
6	ВКР-13.03.02-541319606-ЭС2	Расчет уставок релейной защиты.

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13.03.02-541319606-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Масш.	Подпись	Дата
Разраб.		Басев			
Провер.		Ульянова			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Билибинского гидроузла на реке Омолон				Стадия	Лист
Генеральный план. Вид с ВБ.				1	2
				ГТЭС, 2018	

Формат А1

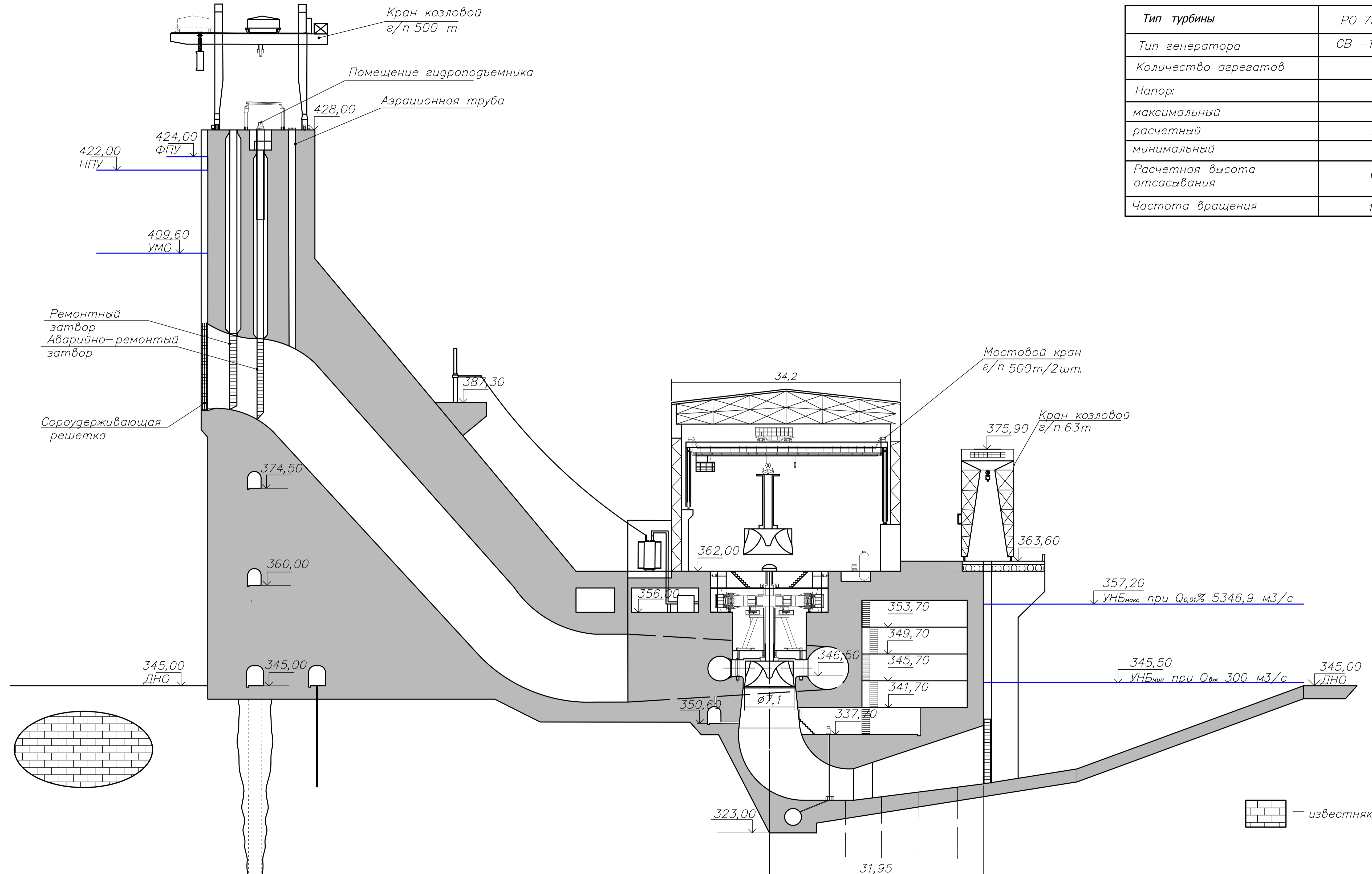
Согласовано

Имя, № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №

Разрез по оси агрегата Билибинской ГЭС  
 Поперечный разрез  
 1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	PO 75- В - 710
Тип генератора	СВ - 1260/235-60
Количество агрегатов	10
Напор:	
максимальный	77
расчетный	56,5
минимальный	51,2
Расчетная высота отсасывания	0,15 м
Частота вращения	100 об/мин

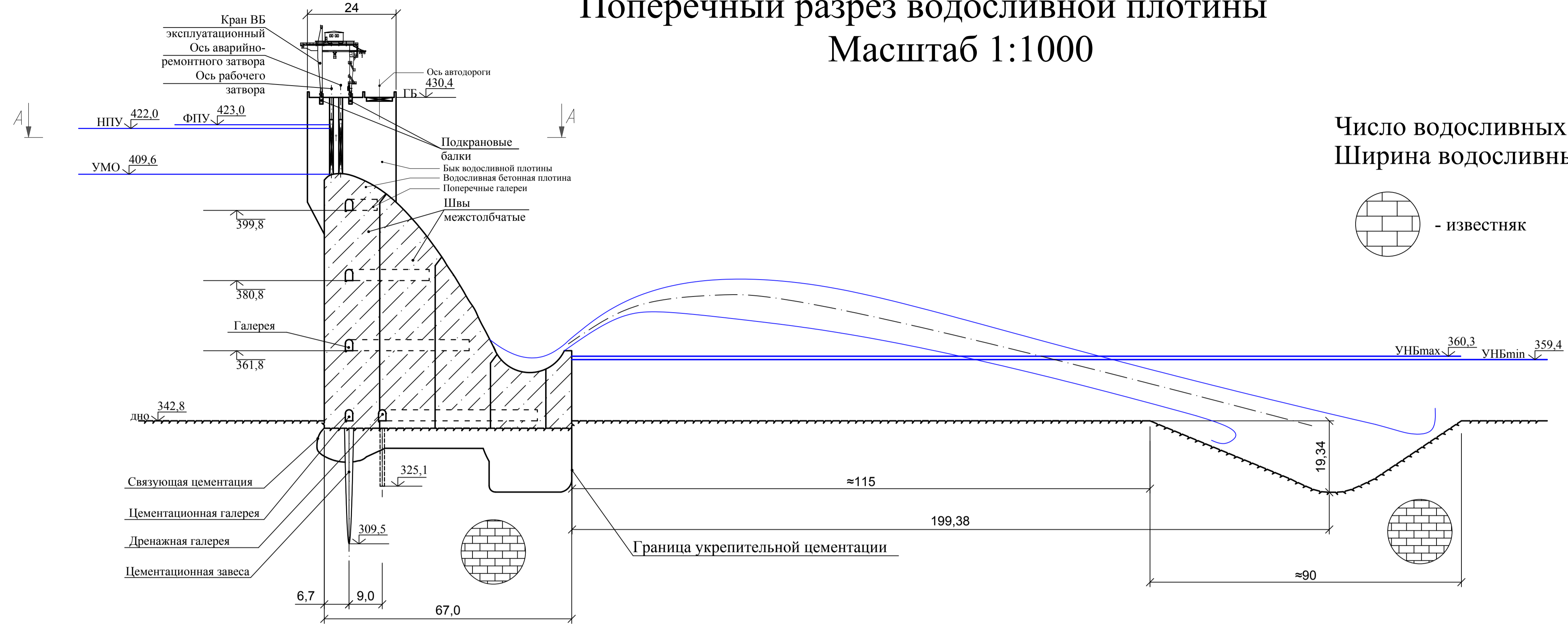


Перв. примен.
Справ. №
Погн. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Погн. и дата
Инв. № подл.

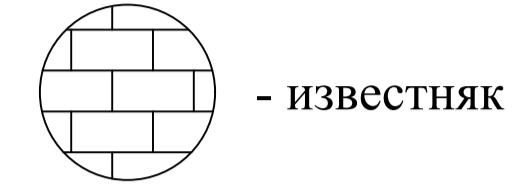
VKP-13.03.02-541319606-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Бав				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон				Стадия	Лист
Разрез по оси агрегата Билибинской ГЭС				1	1
				Кафедра ГГЭС	
Формат А1					



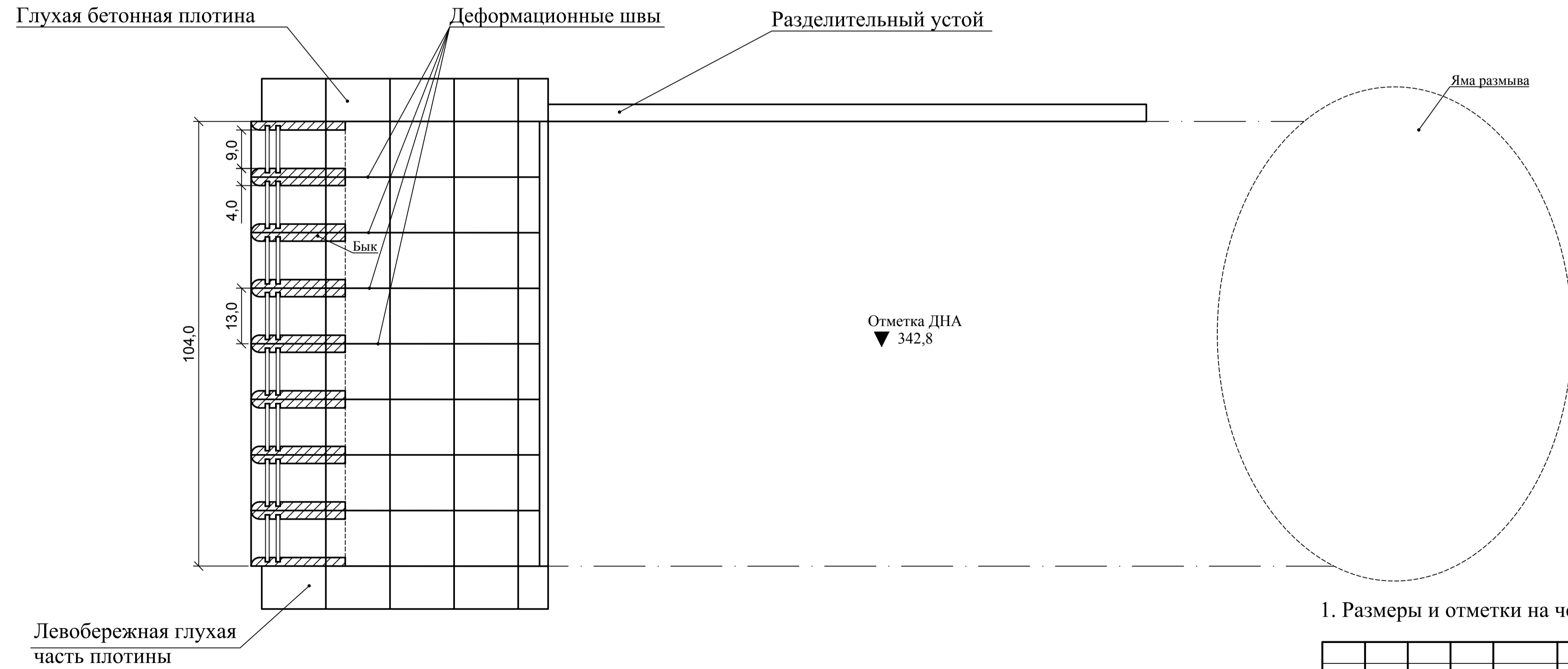
# Поперечный разрез водосливной плотины Масштаб 1:1000



Число водосливных отверстий - 7;  
Ширина водосливных отверстий в свету - 9 м.



План водосливной части плотины. Разрез А - А



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

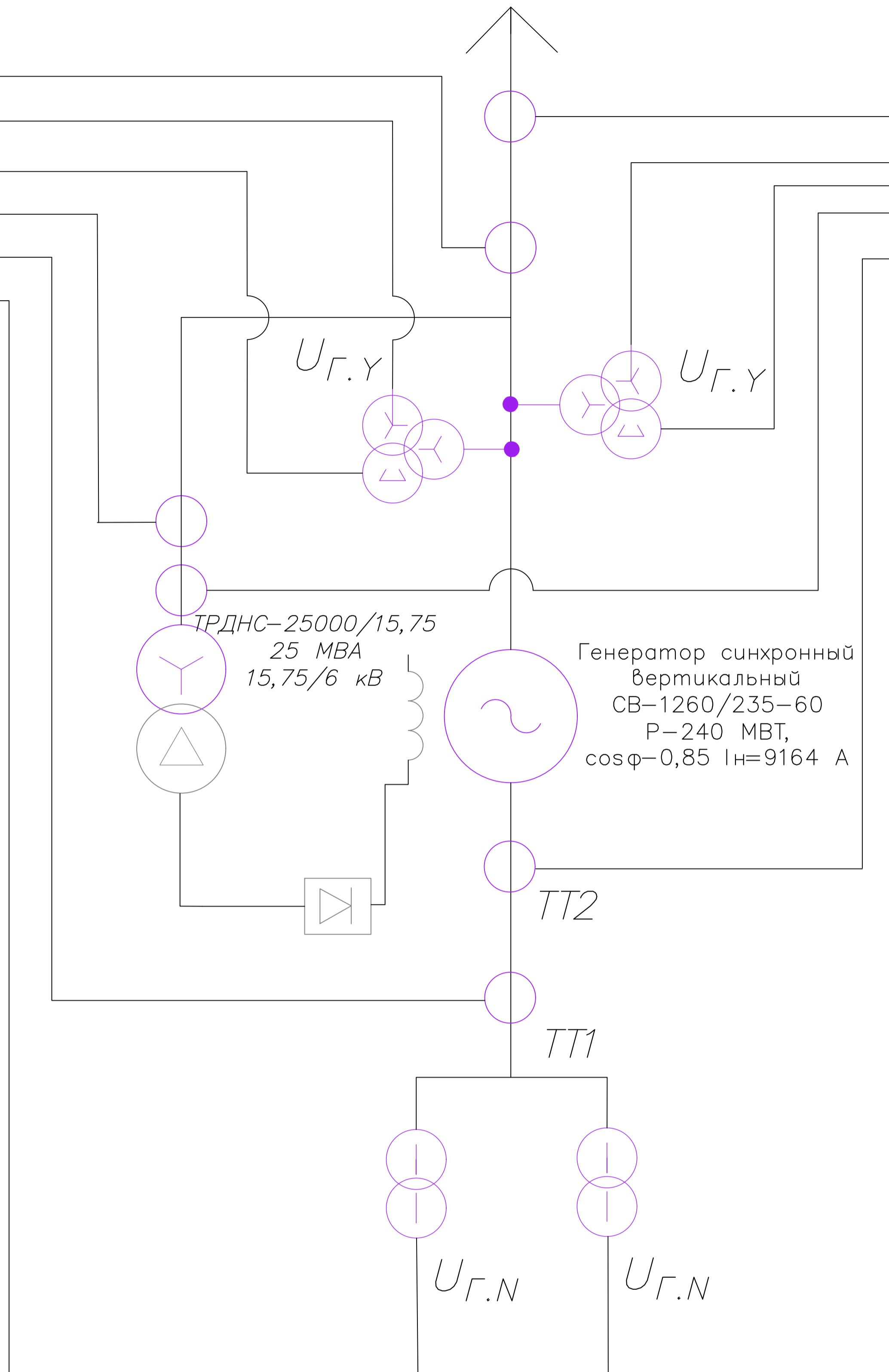
						ВКР-13.03.02-541319606-ГР2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Билибинского гидроузла на реке Омолон	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Басв				2	2
Провер.				Ульянова					
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез водосливной плотины	ГТЭС, 2018		





ШЭ1113(Система А)		
$I\Delta G$	$I_r$	$Y$
$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$	$U_2, Y$	$Y$
$КИН, Un(U_0)$	$U_r, \Delta$	$\Delta$
$I>TB, I_p$	$I_{TB} ВН$	$Y$
$I\Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$	$I_{НГ}$	$Y$
$Un(U_0)$	$U_{Г. N}$	-

ШЭ1113(Система Б)		
$Y$	$I_r$	$I\Delta G$
$Y$	$U_2, Y$	$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$
$\Delta$	$U_r, \Delta$	$КИН, Un(U_0)$
$Y$	$I_{TB} ВН$	$I>TB, I_p$
$Y$	$I_{НГ}$	$I\Delta G, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$
-	$U_{Г. N}$	$Un(U_0)$



Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания $I_{ср.о}$	$0,15 \cdot I_N$	0,687 А	
		Коэффициент торможения, $K_t$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_N$	2,291 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	6,87 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_t$	1,1	-	-
ЗПН	$U>$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4U_N$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2U_N$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	$I_2$	СО	$I_2$ СИГН	$0,07 \cdot I_N$	0,321 А
		ПО	$I_2$ ПУСК	$0,15 \cdot I_N$	0,687 А
		ОТС	$I_2$ СЗ	$0,27 \cdot I_N$	0,802 А
Защита от несимметричных кз и перегрузок	$I_1$	СО	$I_1$ СИГН	$1,07 \cdot I_N$	4,903 А
		ПО	$I_1$ ПУСК	$1,1 \cdot I_N$	5,040 А
		ОТС	$I_1$ ОТС	$1,224 \cdot I_N$	5,608 А
ДЗ	$Z>$	1 ступень	$Z_1$	0,1	1,257 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,346	4,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p$ СИГН	$1,07 \cdot I_N$	7,022 А
		ПО	$I_p$ ПУСК	$1,11 \cdot I_N$	7,2849 А
		Отсечка	$I_p$ ПУСК	$2,19 \cdot I_N$	14,373 А

Наименование	Обозначение	Действие								
		Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+					
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	+						+	
		$t_2$							+	
		$t_3$	+	+	+					
ЗПН	$U>$	1 ступень	+	+						
		2 ступень	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ИО	+	+			+			
		ОТС	$t_1$					+		
			$t_2$					+		
Защита от несимметричных кз и перегрузок	$I_1$	СО								
		ИО								
		ОТС	$t_1$						+	
ДЗ	$Z>$	1 ступень	$t_1$	+	+	+			+	
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$	+	+				+	
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+	
		ИО	+	+						
		Отсечка	+	+						

Согласовано  
 Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №


КП-13.03.02					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Боев				
Провер.	Щироков				
Т.контр.					
Н.контр.					
Проектирование Билибинской ГЭС				Стадия	Лист
Расчет защит релейной защиты				1	1
				Кафедра ГТЭС 3ГЭ3-01Б 2018 г.	

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко  
подпись

«15» июня 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Билибинской ГЭС на реке Омолон. Системы  
технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС  
- вибрационный контроль**

Руководитель

 ст. преподаватель кафедры  
подпись, дата  
ГТЭС СПб СФУ  
должность

А. А. Ключа

инициалы, фамилия

Выпускник

 15.06.18  
подпись, дата

М. В. Баев

инициалы, фамилия