

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. ОЦЕНКА  
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ  
УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ

|              |               |                             |                        |
|--------------|---------------|-----------------------------|------------------------|
| Руководитель | _____         | <u>доцент кафедры ГГЭЭС</u> | <u>Татарников В.И.</u> |
|              | подпись, дата | должность                   | инициалы, фамилия      |
| Выпускник    | _____         |                             | <u>Мусихина В.А.</u>   |
|              | подпись, дата |                             | инициалы, фамилия      |

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно - энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико - экономическое  
обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС.....   | 7  |
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 9  |
| 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....   | 10 |
| 1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....  | 10 |
| 1.2 Гидрологические данные .....   | 10 |
| 1.3 Инженерно–геологические условия .....  | 11 |
| 1.4 Сейсмические условия .....   | 11 |
| 1.5 Данные по энергосистеме .....  | 12 |
| 1.6 Аналоги проектируемого гидроузла .....   | 12 |
| 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....  | 13 |
| 2.1 Исходные данные .....  | 13 |
| 2.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....   | 13 |
| 2.3 Перераспределение стока маловодного года .....   | 16 |
| 2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года .....  | 16 |
| 2.5 Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощности .....  | 17 |
| 2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС для средневодного года .....   | 18 |
| 3 Основное и вспомогательное оборудование.....   | 19 |
| 3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....   | 19 |
| 3.1.1 Построение режимного поля .....  | 19 |
| 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса, основных характеристик гидротурбины. Определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике ..... | 20 |
| 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы .....  | 25 |
| 3.3 Выбор типа маслонапорной установки .....   | 26 |
| 3.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....  | 27 |
| 4 Электрическая часть .....  | 28 |
| 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд .....  | 28 |
| 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....  | 28 |
| 4.2.1 Выбор синхронных генераторов.....  | 28 |
| 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....  | 28 |
| 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....  | 30 |
| 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....   | 31 |
| 4.3 Выбор количества отходящих линий .....   | 32 |
| 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....  | 33 |
| 4.5 Выбор схемы распределительного устройства.....   | 34 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 4.6    | Расчёт токов короткого замыкания .....   | 35 |
| 4.6.1  | Расчёт в программном комплексе RastrWin.....   | 35 |
| 4.6.2  | Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»..... | 36 |
| 4.7    | Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима .....   | 38 |
| 4.8    | Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении.....   | 38 |
| 4.9    | Выбор трансформаторов тока и напряжения.....   | 40 |
| 4.10   | Выбор параметров ОРУ .....   | 40 |
| 4.10.1 | Выбор выключателей и разъединителей.....   | 40 |
| 4.10.2 | Выбор трансформаторов тока и напряжения.....   | 41 |
| 5      | Релейная защита и автоматика .....   | 42 |
| 5.1    | Перечень защит основного оборудования .....  | 42 |
| 5.2    | Расчет номинальных токов .....   | 43 |
| 5.3    | Описание защит и расчет их уставок .....   | 44 |
| 5.3.1  | Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....   | 44 |
| 5.3.2  | Защита от замыканий на землю обмотки статора (UN (Uo)).....  | 46 |
| 5.3.3  | Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....  | 48 |
| 5.3.4  | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) .....                                     | 49 |
| 5.3.5  | Защита от симметричных перегрузок (I1).....  | 53 |
| 5.3.6  | Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....  | 54 |
| 5.3.7  | Защита от перегрузки обмотки ротора.....   | 58 |
| 5.4    | Таблица уставок .....  | 59 |
| 5.5    | Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....  | 59 |
| 6      | Компоновка и сооружения гидроузла .....  | 60 |
| 6.1    | Состав и компоновка гидроузла .....  | 60 |
| 6.2    | Определение класса плотины и отметки гребня плотины .....  | 60 |
| 6.2.1  | Определение класса гидротехнического сооружения .....  | 60 |
| 6.2.2  | Определение отметки гребня бетонной плотины .....  | 61 |
| 6.3    | Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины .....   | 63 |
| 6.3.1  | Определение ширины водосливного фронта .....   | 63 |
| 6.3.2  | Определение отметки гребня водослива .....   | 65 |
| 6.3.3  | Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода .....  | 66 |
| 6.3.4  | Расчет донного водосброса .....  | 68 |
| 6.3.5  | Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом).....  | 69 |
| 6.3.6  | Расчет водобойной стенки .....   | 70 |
| 6.4    | Конструирование бетонной плотины.....  | 71 |
| 6.4.1  | Определение ширины подошвы плотины.....  | 71 |
| 6.4.2  | Разрезка плотины швами .....   | 73 |
| 6.4.3  | Быки .....   | 74 |
| 6.4.4  | Устой .....  | 74 |
| 6.4.5  | Галереи в теле плотины.....  | 74 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 6.4.6 | Дренаж тела бетонной плотины .....  | 74  |
| 6.4.7 | Элементы подземного контура плотины.....  | 75  |
| 6.4.8 | Элементы нижнего бьефа.....   | 76  |
| 6.5   | Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины .....                                | 77  |
| 6.5.1 | Определение основных нагрузок на плотину .....  | 77  |
| 6.5.2 | Вес сооружения .....  | 77  |
| 6.5.3 | Сила гидростатического давления воды .....  | 78  |
| 6.5.4 | Равнодействующая взвешивающего давления .....   | 78  |
| 6.5.5 | Сила фильтрационного давления .....   | 78  |
| 6.5.6 | Давление грунта .....   | 79  |
| 6.5.7 | Волновое воздействие .....  | 80  |
| 6.6   | Оценка прочности плотины .....  | 81  |
| 6.6.1 | Определение напряжений .....  | 81  |
| 6.6.2 | Критерии прочности плотины .....  | 83  |
| 6.6.3 | Расчет устойчивости плотины .....   | 84  |
| 7     | Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....                          | 85  |
| 7.1   | Безопасность гидротехнических сооружений .....  | 85  |
| 7.2   | Требования по охране труда и техники безопасности для работников Бийской ГЭС.....           | 85  |
| 7.2.1 | Общие положения .....   | 85  |
| 7.2.2 | Требования по охране труда и противопожарной безопасности .....                             | 86  |
| 7.2.3 | Объекты водяного пожаротушения на Бийской ГЭС.....  | 88  |
| 7.2.4 | Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках .....                              | 89  |
| 7.3   | Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС .....                             | 90  |
| 7.3.1 | Общие сведения о районе строительства .....   | 90  |
| 7.3.2 | Водоохранные мероприятия по ГЭС .....   | 91  |
| 7.3.3 | Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....   | 92  |
| 7.3.4 | Отходы, образующиеся при строительстве .....  | 94  |
| 7.3.5 | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....              | 95  |
| 7.3.6 | Основные мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации ГЭС .....             | 95  |
| 8     | Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ....                     | 96  |
| 8.1   | Оценка объёмов реализации электроэнергии .....  | 96  |
| 8.2   | Текущие расходы по гидроузлу.....   | 96  |
| 8.3   | Налоговые расходы .....   | 98  |
| 8.4   | Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....                          | 99  |
| 8.5   | Оценка инвестиционного проекта.....   | 100 |
| 8.5.1 | Коммерческая эффективность .....  | 101 |
| 8.5.2 | Бюджетная эффективность .....   | 101 |
| 8.6   | Анализ чувствительности .....   | 101 |
| 9     | Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы..... | 104 |
| 9.1   | Основные нормы и требования .....   | 104 |
| 9.1.1 | Требования к сроку службы основного оборудования .....                                      | 104 |

|       |  |         |
|-------|--|---------|
| 9.1.2 | Формирование рабочих органов.....                                    | 104     |
| 9.1.3 | Сроки производства работ .....                                       | 105     |
| 9.2   | Методики определения энергетических характеристик турбин.....        | 105     |
| 9.3   | Основные элементы .....  | 110     |
| 9.3.1 | Маслоприемник рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины ..... | 110     |
| 9.3.2 | Направляющий аппарат гидротурбины .....                              | 111     |
| 9.3.3 | Крышка гидротурбины.....   | 114     |
| 9.3.4 | Металлические элементы проточной части гидротурбины .....            | 116     |
| 9.4   | Методы определения остаточного ресурса.....                          | 117     |
| 9.4.1 | Метод математических моделей.....                                    | 118     |
| 9.4.2 | Метод экспертных оценок .....  | 119     |
|       | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 120     |
|       | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....                               | 122     |
|       | Приложения А–В.....  | 126-131 |

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Бия
2. Местонахождение ГЭС..... Алтайский Край
3. Тип проектируемой установки..... ГЭС
4. Характерные расходы воды
  - а) Среднемноголетний .....333 м<sup>3</sup>/с
  - б) Максимальный с обеспеченностью: 1% .....1352 м<sup>3</sup>/с  
0,1%.....1559 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) Характер регулирования стока .....многолетний
  - б) Отметка: НПУ .....460,00 м  
ФПУ .....461,00 м  
УМО .....455,84 м
  - в) объемы:  
Полный .....9,0 м  
Полезный.....4,4 м<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) Максимальный .....43,7 м
  - б) Расчетный .....35,0 м
  - в) Минимальный.....33,3 м
7. Энергетические характеристики
  - а) Мощность:  
Установленная.....264 МВт  
Гарантированная.....204 МВт
  - б) Среднемноголетняя выработка энергии.....991 млн кВт·ч
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) Левобережная бетонная плотина.....180,00 м/51,70 м
  - б) Водосливная бетонная плотина гравитационного типа.....30,00 м/51,70 м
  - в) Станционная часть.....45,00 м/51,70 м
  - г) Правобережная бетонная плотина. ....207,00 м/51,70 м
9. Водосбросные сооружения:
  - а) Тип.....поверхностный водослив
  - б) Число и размер пролетов.....2×15 м
  - в) Общая длина.....45 м
  - г) Максимальная высота.....51,70 м
10. Здание ГЭС
  - а) Тип здания.....русловое
  - б) Число агрегатов.....3
  - в) Грунты в основании.....гранит
  - г) Тип спиральной камеры.....круглая металлическая
  - д) Тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудование:
  - а) Тип турбины.....PO45-B-560
  - б) Тип генератора.....СВ 1160/180-72

- в) Номинальная активная мощность генератора .....88 МВт
- г) Частота вращения.....83,3 об/мин
- д) Тип трансформаторов.....ТДЦ-125000/220

12. Техничко-экономические показатели

- б) Срок окупаемости.....11 лет, 5 мес
- в) Себестоимость энергии.....0,29 руб/кВт·ч
- г) Удельные капиталовложения.....72185,61 руб/кВт



## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Бийская ГЭС располагается на территории Алтайского края. Район расположения проектируемого гидроузла характеризуется континентальным климатом: зима холодная, длинная, снежная. Весна ветреная, с заморозками и почти без осадков. Лето короткое, теплое и иногда жаркое. Осень наступает незаметно, без резкой смены погоды, в отдельные годы она бывает долгой и теплой.

Основные климатические показатели.

Средняя температура наружного воздуха:

- в наиболее холодный месяц года.....-55,0°С
- в наиболее жаркий месяц года.....+42°С
- среднегодовая температура.....1,3°С

## 1.2 Гидрологические данные

Питание снеговое и дождевое. Значительную часть водосбора Бии обеспечивает река Чулышман, питающая Телецкое озеро. Половодье продолжительное. Средний годовой расход воды 477 м<sup>3</sup>/с (у г. Бийска). Замерзает в верховьях в конце ноября — начале декабря, в низовьях в середине ноября; вскрывается в верховьях в начале апреля, в низовьях - в середине апреля.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

| Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа |                    | Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа |                      |                     |                      |
|---|--------------------|---|----------------------|---------------------|----------------------|
|   |                    | зимняя  |                      | летняя              |                      |
| Z <sub>ВБ</sub> , м                           | V, км <sup>3</sup> | Z <sub>НБ</sub> , м                           | Q, м <sup>3</sup> /с | Z <sub>НБ</sub> , м | Q, м <sup>3</sup> /с |
| 414,00  | 0                  | 414,0   | 0                    | 414,0               | 0                    |
| 434,11  | 1                  | 416,0   | 114                  | 416,0               | 92                   |
| 444,95  | 2                  | 418,0   | 281                  | 418,0               | 225                  |
| 450,84  | 3                  | 419,8   | 517                  | 419,8               | 414                  |
| 454,22  | 4                  | 422,2   | 888                  | 422,2               | 710                  |
| 456,34  | 5                  | 424,6   | 1355                 | 424,6               | 1084                 |
| 457,77  | 6                  | 426,9   | 1905                 | 426,9               | 1524                 |
| 458,75  | 7                  | 428,5   | 2448                 | 428,5               | 1958                 |
| 460,00  | 9                  | 430,3   | 3449                 | 430,3               | 2759                 |
| 460,39  | 10                 | 431,7   | 5070                 | 431,7               | 4056                 |

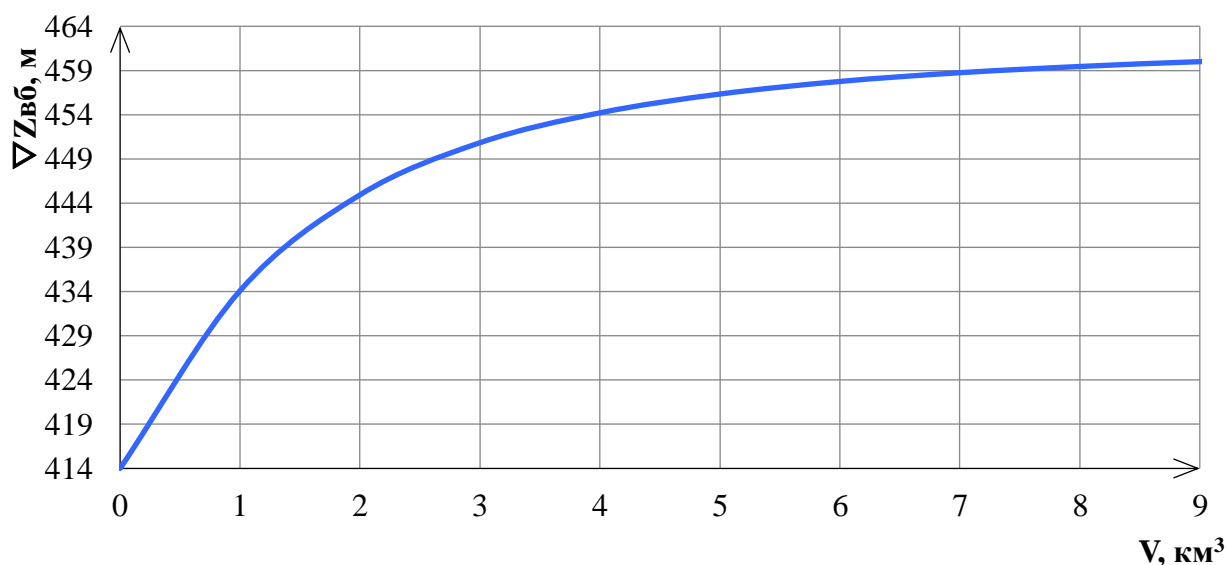


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

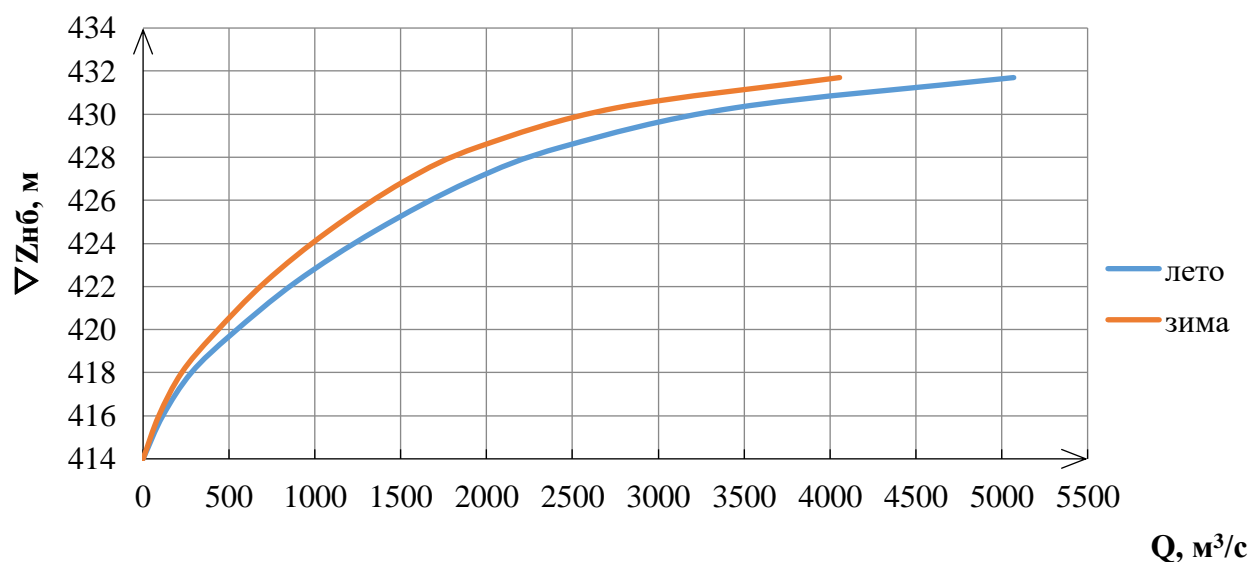


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.3 Инженерно–геологические условия

Характерной чертой геологического строения территории Алтайского края является достаточно широкое распространение пород гранитного или близкого к ним состава.

В основании проектируемого сооружения залегает гранит.

### 1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Бийской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

## **1.5 Данные по энергосистеме**

Бийская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Сибири. На сегодняшний день региональное диспетчерское управление энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай входит в зону операционной деятельности объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Сибири.

Особенностью энергетической системы Алтайского края является то, что выработка электроэнергии на территории региона осуществляется исключительно тепловыми электростанциями типа ТЭЦ, на которых производится около две трети потребляемой регионом электроэнергии. Энергосистема Алтайского края не располагает достаточной установленной мощностью для покрытия максимума нагрузки. Также одна из особенностей - сезонная разгрузка ТЭЦ из-за отсутствия тепловых нагрузок, в частности, снижение на летний период нагрузки Барнаульских ТЭЦ с 741 МВт до 320 МВт (более чем в 2 раза) при общем снижении потребления Алтайского края. Отсутствие концентрированной потребительской нагрузки – крупных потребителей, которые могли бы оказывать системные услуги по участию в противоаварийной разгрузке при внезапном дефиците мощности или энергии.

Зависимость режимов работы от величины и направления перетока Сибирь – Казахстан – Урал, которые существенно влияют на уровни напряжения в прилегающей сети. Существенная энергозависимость Алтайского края от перетока электроэнергии и мощности из смежных регионов

## **1.6 Аналоги проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Байпазинская ГЭС;
- ГЭС Крапивинского гидроузла.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Исходные данные

- Энергосистема: Новосибирское РДУ;
- Число часов использования установленной мощности: 4000 ч;
- Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8.
- НПУ гидроузла:  $\nabla_{\text{НПУ}} = 460,0$  м;
- Коэффициент мощности:  $k_N = 8,8$ ;
- ДНО гидроузла:  $\nabla_{\text{дна}} = 414,0$  м;
- Объёмы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, Таблица 1.1, Рисунок 1.1 и 1.2);
- Ряд гидрологических наблюдений за рекой Бия за период 1932-1981 гг. представлен в Приложении А, Таблица А. 1.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Требования участников ВХК и потери воды

| Q, м <sup>3</sup> /с | I   | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |
|----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| Q <sub>ВХК</sub>     | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200  | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Q <sub>фильтр</sub>  | 3   | 3   | 3   | 3   | 3   | 3   | 3   | 3    | 3   | 3   | 3   | 3   |
| Q <sub>лед</sub>     | 6   | 6   | 0   | -9  | -15 | 0   | 0   | 0    | 0   | 0   | 6   | 6   |
| Q <sub>исп</sub>     | 1   | 1   | 1   | 2   | 4   | 3   | 2   | 2    | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Q <sub>шлюз</sub>    | 0   | 0   | 0   | 9   | 9   | 0   | 0   | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   |

Суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

### 2.2 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Разделим год на два основных периода: половодье и межень. К периоду половодья относятся месяцы: V, VI, VII, VIII, IX, X. К периоду межени относятся месяцы: XI, XII, I, II, III, IV.

Вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания по формуле 2.1:

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

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

$n$  - общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Результаты расчетов представлены в Приложении А, Таблицы А.2 – А.4. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

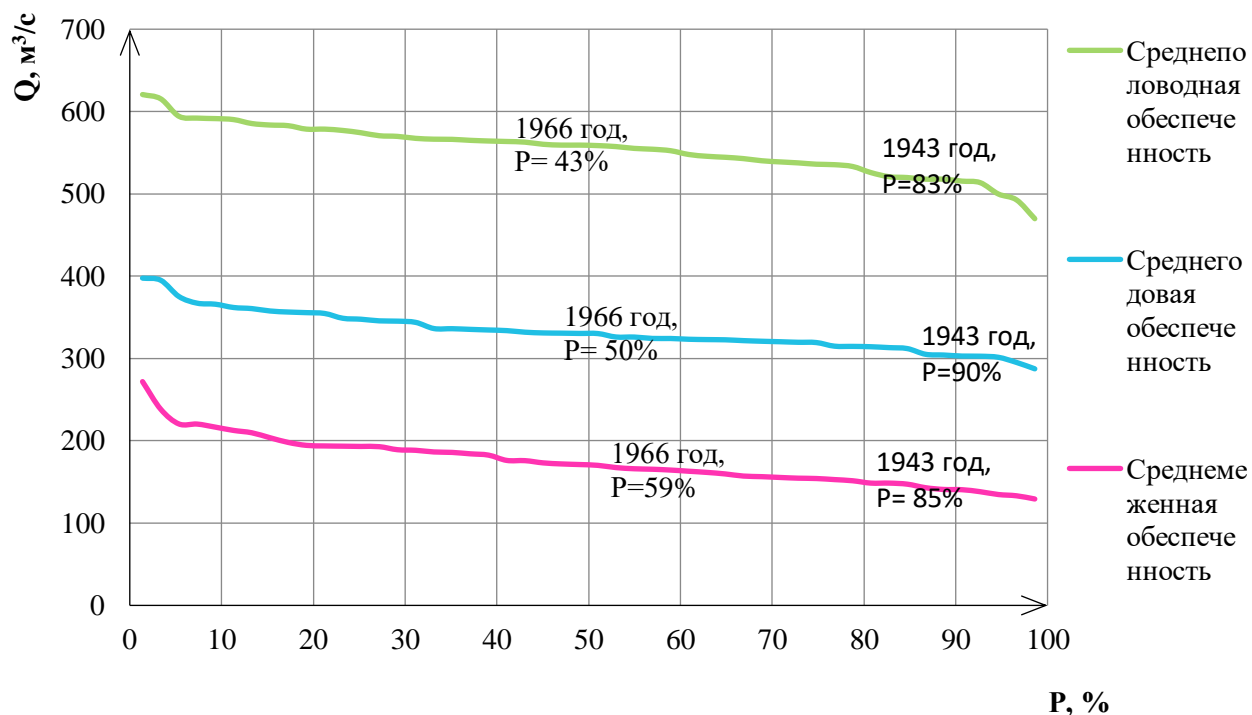


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Для обеспеченности средневодного года отсутствует конкретный год. По данным для построения кривых обеспеченности годовых расходов (приложение 2) определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1966 и 1962 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для каждого года отдельно:

1966 год:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П } 1966}} = \frac{559}{563} = 0,99 \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М } 1966}} = \frac{171}{164} = 1,04 \quad (2.3)$$

1962 год:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П } 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П } 1962}} = \frac{559}{579} = 0,97 \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1962}} = \frac{170}{153} = 1,11 \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения 1966 года ближе к 1, значит, требуют меньшую корректировку расходов. Поэтому принимаем их для дальнейшей корректировки данных. Расчеты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном 1966 году без корректировки и с учетом корректировки

| Месяц  | I  | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | Q ср |
|--------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
| Q 50 % | 93 | 143 | 309 | 420 | 830 | 632 | 556 | 421  | 267 | 106 | 109 | 80  | 336  |
| Qкор   | 97 | 149 | 321 | 416 | 822 | 626 | 550 | 417  | 278 | 110 | 113 | 83  | 336  |

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1943 год (Приложение А, Таблица А.5).

Коэффициенты приведения по межени и половодью:  
1943 год:

$$K_{П} = \frac{Q_{П 90\% \text{ базовое}}}{Q_{П 1943}} = \frac{515}{521} = 0,99 \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{M 90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1943}} = \frac{141}{147} = 0,95 \quad (2.7)$$

Поскольку оба коэффициенты являются понижающими, использовать их нельзя. Принимаем за маловодный год 1943, не производя корректировки. Расчеты представлены в таблице 2.3, изображены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном 1943 году

| Месяц | I  | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | Q ср |
|-------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
| Q 90% | 96 | 141 | 258 | 394 | 762 | 602 | 495 | 402  | 203 | 108 | 101 | 80  | 303  |

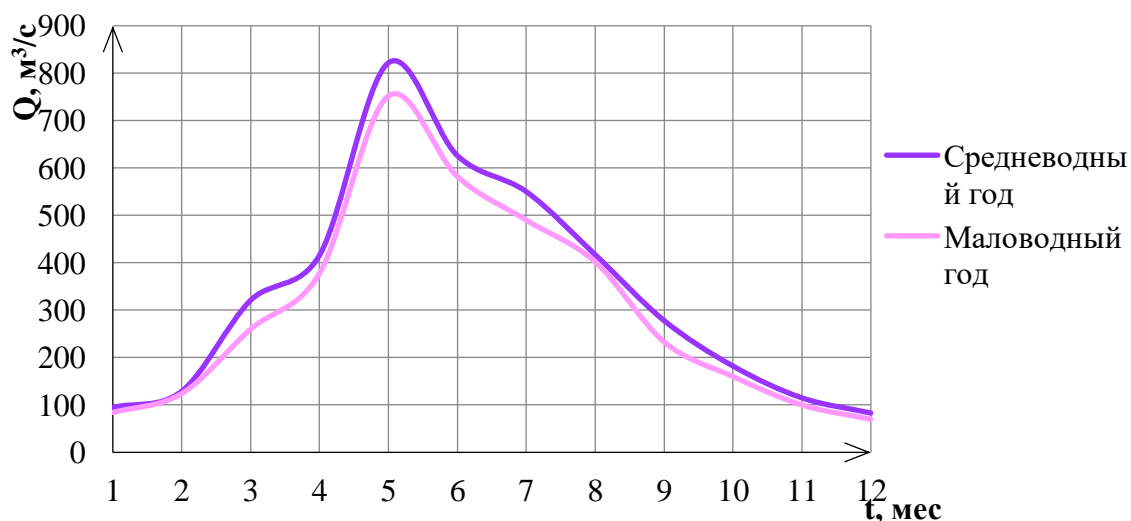


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и среднеговодного года

### 2.3 Перераспределение стока маловодного года

На основе расчетного гидрографа маловодного года (Таблица 2.3), данных о требованиях ВХК и потерях расхода (Таблица 2.1), определим среднемесячные мощности проектируемой ГЭС.

Полезный бытовой расход определяется как бытовой расход маловодного года с учетом потерь на фильтрацию, ледообразование и испарение:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{фильтр}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{исп}}) \quad (2.8)$$

Мощность ГЭС на полезном бытовом стоке маловодного года:

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

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ ;  
 $Q_{\text{пол}}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  
 $H_{\text{ГЭС}}$  – напор, определяемый как разность отметок ВБ и НБ с учетом потерь, м

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \quad (2.10)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$ НПУ, м;  
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней и зимней кривым связи, м;  
 $h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,4$  м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}} \quad (2.11)$$

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

Излишки мощности, которую необходимо распределить в месяцы регулирования, рассчитаем по формуле:

$$\sum \sum N_t^{\text{быт}} - \sum N_t^{\text{ВХК}} = 385 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

### 2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по условию маловодного года

Целью водно-энергетических расчетов режима работы ГЭС в маловодном году является определение гарантированной мощности проектируемой ГЭС, отметки УМО, полезного объема водохранилища.



Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Данное условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища.

Для расчета режима работы ГЭС необходимо задаться месяцем, в котором начинается сработка. За начало сработки принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – ноябрь.

Расчёт начинаем, когда водохранилище полностью заполнено и уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 460$  м.

График сработки – наполнения водохранилища на рисунке 2.3.

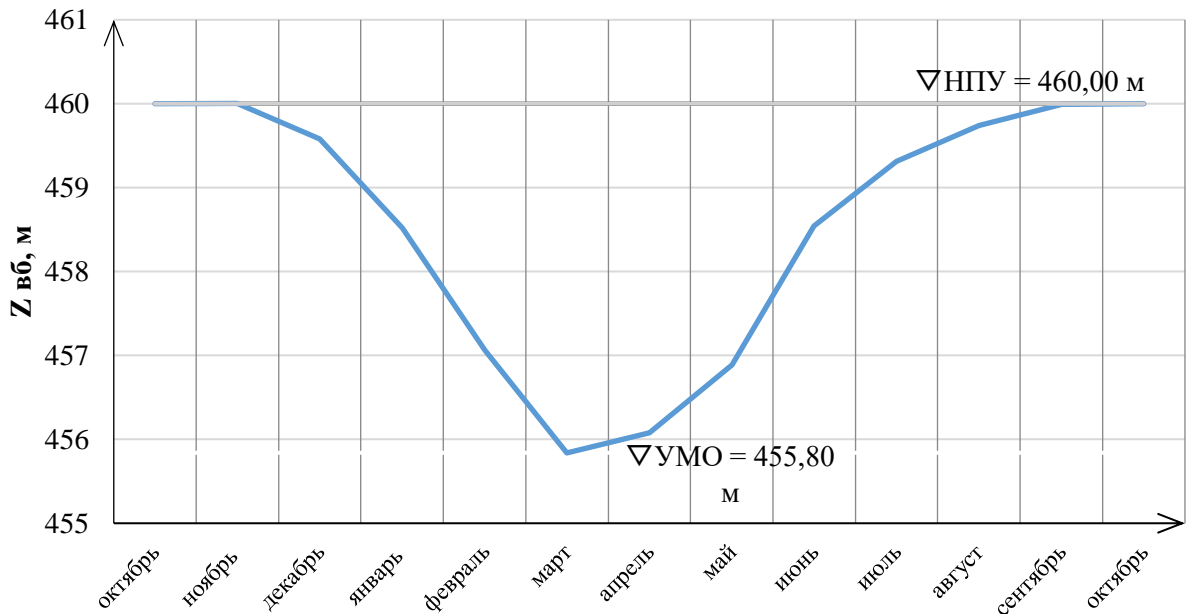


Рисунок 2.3 – График сработки – наполнения водохранилища маловодного года

## 2.5 Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощности

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст\ г\ э\ с} = N_{раб}^{выт} + N_{рез}, \quad (2.13)$$

где  $N_{раб}^{выт}$  – максимальная мощность проектируемой станции.

$$N_{раб}^{выт} = N_{р}^{январь} = 216 \text{ кВт}$$

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{ав} + N_{нагр}, \quad (2.14)$$

где  $N_{рем}$  – ремонтный резерв;

$N_{ав}$  – аварийный резерв. Его располагаем на ТЭС;

$$N_{ав}^{ТЭС} = 8,65\% P_{мах} = 176 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

$N_{\text{нагр}}$  –нагрузочный резерв. Его расположим на ГЭС, так как не предусматривается дополнительный объем водохранилища.

$$N_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = 2\% P_{\text{max}} = N_{\text{нагр}}^{\text{пр ГЭС}} + N_{\text{нагр}}^{\text{сущ ГЭС}} = 41 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

Пропорционально мощностям проектируемой и существующей ГЭС распределяем нагрузочный резерв. Соответственно 14 МВт и 27 МВт.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = 14 \text{ МВт}$$

Тогда установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{уст ГЭС}} = 216 + 14 = 230 \text{ МВт}$$

После выбора гидрогенератора в п.4.2.1, установленная мощность будет уточнена.

## **2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС для средневодного года**

Основной задачей ВЭР для средневодного года является определение среднесуточной выработки.

При этом выполняются следующие условия:

- 1) Расходы в реке соответствуют 50% обеспеченности;
- 2) Обязательная сработка водохранилища до УМО.

Рассмотрим 2 режима наполнения водохранилища:

- По мощностям маловодного года:  $\bar{E}_{\text{МН}}^{\text{мощн}} = 991 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$  ;
- По отметкам сработки маловодного года:  $\bar{E}_{\text{МН}}^{\text{отм}} = 934 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$ .

Из этих двух режимов выберем тот, где среднесуточная выработка больше.

По итогу расчета среднесуточная выработка в режиме по отметкам оказалась меньше, чем среднесуточная выработка в режиме по мощностям.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Рабочее поле - это пространство, ограниченное линиями  $H(Z_{НПУ}, Q_{ГЭС})$  и  $H(Z_{УМО}, Q_{ГЭС})$ . Данные для построения представлены в таблице 3.1. Само рабочее поле изображено на рисунке 3.1. Слева наносится ограничение по минимальному расходу, справа - ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

| Кривые связи НБ для летних и зимних условий |   |   | Напорные характеристики |          |          | Линия ограничения по расчётной Нуст |                      | Линия ограничения по пропускной способности ГЭС |                      | Линия ограничения по Qсп |                      |
|---|---|---|-------------------------|----------|----------|-------------------------------------|----------------------|---|----------------------|--------------------------|----------------------|
| Zнб, м                                      | Q <sub>нб</sub> <sup>зима</sup> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>нб</sub> <sup>лето</sup> , м <sup>3</sup> /с | H нпу, м                | H умо, м | H Zвб, м | H, м                                | Q, м <sup>3</sup> /с | H, м  | Q, м <sup>3</sup> /с | H, м                     | Q, м <sup>3</sup> /с |
| 415   | 0   | 0   | 44,9                    | 40,7     | 42,7     | 38,0                                | 687,2                | 35,5  | 751,5                | 30                       | 100                  |
| 416   | 114   | 91  | 43,7                    | 39,6     | 41,5     | 37,5                                | 696,4                | 34,5  | 740,8                | 50                       | 100                  |
| 417   | 281   | 225   | 42,2                    | 38,0     | 40,0     | 36,5                                | 715,5                | 33,5  | 730,0                |                          |                      |
| 419   | 518   | 414   | 40,1                    | 36,0     | 37,9     | 35,5                                | 735,6                | 33,0  | 724,5                |                          |                      |
| 422   | 888   | 710   | 37,4                    | 33,3     | 35,2     | 35,0                                | 746,2                | 32,5  | 719,0                |                          |                      |
| 425   | 1354  | 1083  | 34,8                    | 30,6     | 32,5     | 34,0                                | 768,1                | 32,0  | 713,5                |                          |                      |

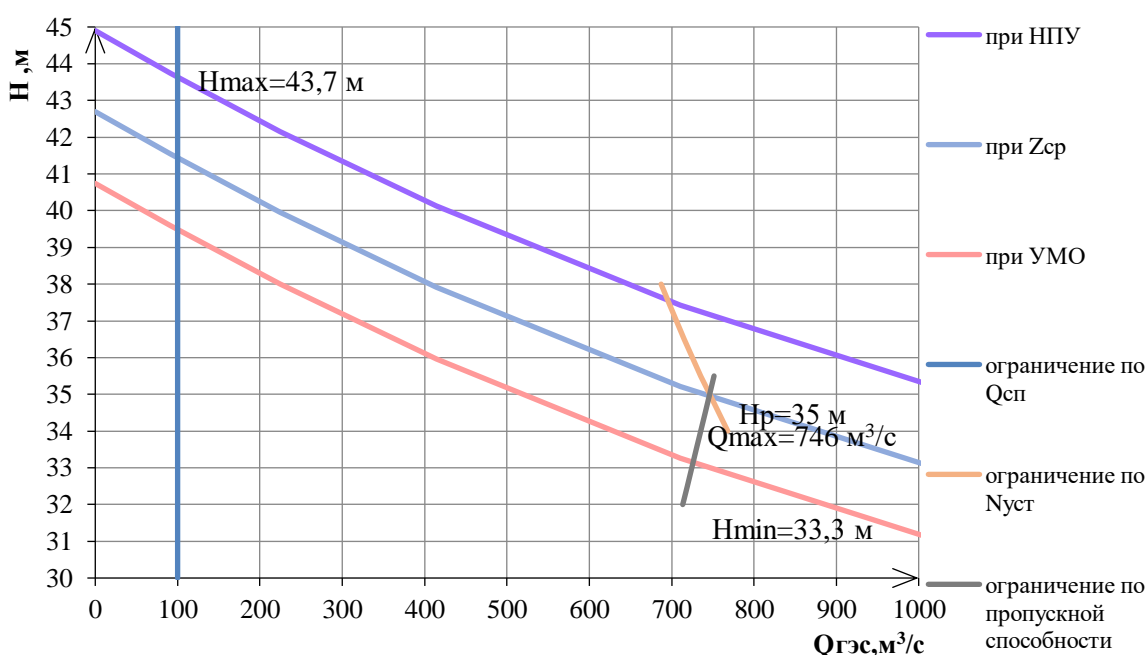


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу

По режимному полю принимаем параметры:

- Максимальный напор  $H_{\max}=43,7$  м;
- Расчетный напор  $H_{\text{расч}}=35,0$  м;
- Минимальный напор  $H_{\min}=33,3$  м.

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

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров, выбираем тип гидротурбин ПЛ50-В, ПЛД50-В60°, ПЛ60-В, ПЛД60-В60° и РО45-В, их параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин

| Параметр                          | ПЛ50-В | ПЛД50-В60° | ПЛ60-В | ПЛД60-В60° | РО45-В |
|-----------------------------------|--------|------------|--------|------------|--------|
| $H_{\text{пред}}, \text{ м}$      | 50     | 50         | 60     | 60         | 45     |
| $H_{\min}/H_{\max}$               | 0,50   | 0,50       | 0,50   | 0,50       | 0,60   |
| $n'_{\text{орт}}, \text{ об/мин}$ | 116    | 113        | 116    | 111        | 82     |
| $Q'_{\text{орт}}, \text{ л/с}$    | 1000   | 1100       | 1080   | 1130       | 1200   |
| $\eta_{\text{м орт}}$             | 0,916  | 0,910      | 0,913  | 0,906      | 0,921  |
| $Q_{\text{Г max}}, \text{ л/с}$   | 1500   | 16505      | 1500   | 1600       | 1430   |
| $D'_1, \text{ м}$                 | 0,460  | 0,350      | 0,460  | 0,460      | 0,460  |
| $H_{\text{мод}}, \text{ м}$       | 23     | 5          | 12     | 12         | 4      |
| $t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$  | 21     | 16         | 20     | 20         | 8      |

### 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса, основных характеристик гидротурбины. Определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Задаемся рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Гр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{Г}} \quad (3.1)$$

где  $Q'_{\text{Гр}}$  - приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_{\text{т}}$  - КПД натурной турбины;  
 $\eta_{\text{Г}}$  - КПД генератора.

- КПД натурной турбины

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

где  $\eta_M$  - КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H_p$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

- количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 230000$  кВт);

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

- поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M} \quad (3.4)$$

- частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.5)$$

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

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}} \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (3.8)$$

- произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{\text{I p}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{\text{T cp}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{\text{I p}}$ , чтобы произведение  $Q'_{\text{I p}} \cdot \eta_{\text{T}}$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

- произведение для ограничения по генератору

$$Q'_{\text{I}} \cdot \eta_{\text{T}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1.5} \cdot \eta_{\text{T cp}}} \quad (3.10)$$

- приведенные расходы

$$Q'_{\text{I max}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

$$Q'_{\text{I min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta}} \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛ50-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбины ПЛ50-В

|                   |       |       |       |       |       |       |       |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м             | 3,75  | 4     | 4,5   | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6   |
| $\eta_{\text{T}}$ | 0,924 | 0,925 | 0,926 | 0,926 | 0,927 | 0,927 | 0,928 |
| N' a, МВт         | 38,0  | 43,2  | 54,7  | 60,9  | 67,5  | 75,8  | 84,7  |
| Z' шт             | 6,1   | 5,3   | 4,2   | 3,8   | 3,4   | 3,0   | 2,7   |
| Z a, шт           | 6     | 6     | 4     | 4     | 4     | 3     | 3     |
| N a, МВт          | 39,6  | 45,1  | 57,1  | 63,7  | 70,6  | 79,4  | 88,6  |
| $\Delta'$         | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,05  | 1,05  | 1,05  | 1,05  |
| n'c, об/мин       | 186,9 | 175,3 | 155,9 | 147,7 | 140,4 | 132,5 | 125,4 |
| n c об/мин        | 187,5 | 166,7 | 150   | 150   | 136,4 | 130,4 | 125   |
| n' max, об/мин    | 119,3 | 113,1 | 114,4 | 120,8 | 115,5 | 117,1 | 118,5 |
| n' расч, об/мин   | 116,4 | 110,3 | 111,6 | 117,8 | 112,7 | 114,2 | 115,6 |
| n' min, об/мин    | 104,2 | 98,7  | 99,9  | 105,4 | 100,9 | 102,2 | 103,5 |
| Q· $\eta$ рас     | 1,301 | 1,301 | 1,300 | 1,300 | 1,299 | 1,299 | 1,299 |
| Q· $\eta$ max     | 0,933 | 0,932 | 0,932 | 0,932 | 0,931 | 0,931 | 0,931 |

Расчеты ПЛД50-В60° нескольких диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбины ПЛД50-В60°

|                 |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м           | 3,75  | 4,5   | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6   | 6     |
| $\eta_T$        | 0,909 | 0,911 | 0,912 | 0,912 | 0,913 | 0,913 | 0,914 |
| N' а, МВт       | 40,6  | 58,5  | 65,1  | 72,2  | 81,1  | 90,5  | 103,9 |
| Z' шт           | 5,7   | 3,9   | 3,5   | 3,2   | 2,8   | 2,5   | 2,2   |
| Z а, шт         | 6     | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 2     |
| N а, МВт        | 42,8  | 61,8  | 68,9  | 76,4  | 85,9  | 96,0  | 110,3 |
| $\Delta'$       | 1,06  | 1,06  | 1,06  | 1,06  | 1,06  | 1,06  | 1,06  |
| n'с, об/мин     | 183,1 | 152,8 | 144,8 | 137,6 | 129,8 | 122,9 | 114,8 |
| n с об/мин      | 187,5 | 150   | 136,4 | 136,4 | 130,4 | 120   | 115,4 |
| n' max, об/мин  | 118,6 | 113,7 | 109,1 | 114,8 | 116,4 | 113,1 | 116,5 |
| n' расч, об/мин | 115,7 | 110,9 | 106,4 | 112,0 | 113,5 | 110,3 | 113,6 |
| n' min, об/мин  | 103,5 | 99,3  | 95,2  | 100,2 | 101,6 | 98,7  | 101,7 |
| Q· $\eta$ рас   | 1,383 | 1,382 | 1,381 | 1,381 | 1,381 | 1,380 | 1,380 |
| Q· $\eta$ max   | 0,992 | 0,991 | 0,990 | 0,990 | 0,990 | 0,989 | 0,989 |

Расчеты ПЛ60-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Параметры гидротурбины ПЛ60-В

|                 |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м           | 4,5   | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6   | 6     | 6,3   |
| $\eta_T$        | 0,919 | 0,920 | 0,920 | 0,921 | 0,921 | 0,922 | 0,923 |
| N' а, МВт       | 56,8  | 63,3  | 70,1  | 78,8  | 87,9  | 101,0 | 111,3 |
| Z' шт           | 4,1   | 3,6   | 3,3   | 2,9   | 2,6   | 2,3   | 2,1   |
| Z а, шт         | 4     | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 2     |
| N а, МВт        | 59,0  | 65,8  | 72,9  | 82,0  | 91,6  | 105,2 | 116,0 |
| $\Delta'$       | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  |
| n'с, об/мин     | 155,4 | 147,3 | 140,0 | 132,1 | 125,0 | 116,8 | 111,2 |
| n с об/мин      | 150,0 | 150   | 136,4 | 130,4 | 125,0 | 115   | 107,1 |
| n' max, об/мин  | 114,8 | 121,1 | 115,9 | 117,4 | 118,9 | 117,5 | 114,6 |
| n' расч, об/мин | 112,0 | 118,1 | 113,0 | 114,5 | 116,0 | 114,6 | 111,7 |
| n' min, об/мин  | 100,2 | 105,7 | 101,1 | 102,5 | 103,8 | 102,6 | 100,0 |
| Q· $\eta$ рас   | 1,355 | 1,354 | 1,354 | 1,353 | 1,353 | 1,352 | 1,352 |
| Q· $\eta$ max   | 0,971 | 0,971 | 0,970 | 0,970 | 0,970 | 0,969 | 0,969 |

Расчеты ПЛД60-В60<sup>0</sup> нескольких диаметров представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Параметры гидротурбины ПЛД60-В60<sup>0</sup>

|                 |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м           | 4,5   | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6   | 6     | 6,3   |
| $\eta_T$        | 0,924 | 0,925 | 0,925 | 0,926 | 0,926 | 0,927 | 0,927 |
| N' а, МВт       | 58,7  | 65,4  | 72,5  | 81,4  | 90,9  | 104,4 | 115,1 |
| Z' шт           | 3,9   | 3,5   | 3,2   | 2,8   | 2,5   | 2,2   | 2,0   |
| Z а, шт         | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 2     | 2     |
| N а, МВт        | 60,8  | 67,8  | 75,2  | 84,5  | 94,4  | 108,4 | 119,6 |
| $\Delta'$       | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  |
| n'с, об/мин     | 148,5 | 140,8 | 133,8 | 126,2 | 119,5 | 111,6 | 106,3 |
| n с об/мин      | 150,0 | 136   | 130,4 | 125,0 | 115,4 | 107   | 107,1 |
| n' max, об/мин  | 114,9 | 110,2 | 111,0 | 112,7 | 109,9 | 109,3 | 114,7 |
| n' расч, об/мин | 112,1 | 107,5 | 108,2 | 109,9 | 107,2 | 106,6 | 111,9 |
| n' min, об/мин  | 100,3 | 96,2  | 96,9  | 98,4  | 95,9  | 95,4  | 100,1 |
| Q· $\eta$ рас   | 1,402 | 1,402 | 1,401 | 1,401 | 1,401 | 1,400 | 1,400 |
| Q· $\eta$ max   | 1,005 | 1,005 | 1,004 | 1,004 | 1,004 | 1,004 | 1,003 |

Расчеты РО45-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Параметры гидротурбины РО45-В

|                 |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м           | 4     | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6   | 6     | 6,3   |
| $\eta_T$        | 0,920 | 0,922 | 0,922 | 0,923 | 0,923 | 0,924 | 0,924 |
| N' а, МВт       | 40,7  | 57,3  | 63,5  | 71,4  | 79,7  | 91,5  | 100,9 |
| Z' шт           | 5,7   | 4,0   | 3,6   | 3,2   | 2,9   | 2,5   | 2,3   |
| Z а, шт         | 6     | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 2     |
| N а, МВт        | 42,8  | 60,4  | 67,0  | 75,3  | 84,1  | 96,6  | 106,6 |
| $\Delta'$       | 1,05  | 1,05  | 1,05  | 1,05  | 1,06  | 1,06  | 1,06  |
| n'с, об/мин     | 124,4 | 104,8 | 99,6  | 94,0  | 89,0  | 83,1  | 79,1  |
| n с об/мин      | 125,0 | 100   | 100,0 | 93,8  | 83,3  | 83,3  | 78,9  |
| n' max, об/мин  | 84,5  | 80,2  | 84,4  | 83,8  | 88,6  | 84,3  | 83,9  |
| n' расч, об/мин | 82,4  | 78,2  | 82,3  | 81,8  | 86,4  | 82,3  | 81,8  |
| n' min, об/мин  | 73,8  | 70,0  | 73,7  | 73,2  | 77,3  | 73,6  | 73,2  |
| Q· $\eta$ рас   | 1,220 | 1,219 | 1,219 | 1,218 | 1,218 | 1,218 | 1,217 |
| Q· $\eta$ max   | 0,875 | 0,874 | 0,874 | 0,873 | 0,873 | 0,873 | 0,873 |

Сопоставление различных турбин по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;
- Условия транспортировки.

Исходя из параметров, перечисленных выше, была выбрана гидротурбина РО45-В-560 и построено режимное поле (Приложение Б, Рисунок Б.1).



### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определим по формуле:

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

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

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

- для максимального напора  $H_{max}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_p$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.14)$$

где  $B$  - барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

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

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

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

$\Delta Z_{x.пл.}$  - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины РО45-В  $\Delta Z_{x.пл.}=0,35D_1/2$ .

При  $H_{max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{415,5}{900} - 0,11 \cdot 43,7 - 1,5 + 0,35 \cdot \frac{5,6}{2} = 4,3 \text{ м}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{422,5}{900} - 0,188 \cdot 35 - 1,5 + 0,35 \cdot \frac{5,6}{2} = 2,7 \text{ м}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{422,2}{900} - 0,115 \cdot 33,3 - 1,5 + 0,35 \cdot \frac{5,6}{2} = 5,6 \text{ м}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа (рисунок 1.2).

Уравнение аппроксимации:

$$Z_{\text{нб}} = 0,00047833747040 \cdot Q^3 - 0,000448510330066168 \cdot Q^2 + 0,0144498757829220 \cdot Q^1 + 413,99584720823600 \quad (3.15)$$

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{\text{РК}}(H_{\min}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min})) + H_s(H_{\min}) \quad (3.16)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\text{расч}}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{расч}})) + H_s(H_{\text{расч}}) \quad (3.17)$$

$$Z_{\text{РК}}(H_{\max}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\max})) + H_s(H_{\max}) \quad (3.18)$$

Для турбины РО45-560:

$$Z_{\text{РК1}} = 415,5 + 4,3 = 419,8$$

$$Z_{\text{РК2}} = 422,5 + 2,7 = 425,2$$

$$Z_{\text{РК3}} = 422,2 + 5,6 = 427,8$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{\text{РК2}} = 419,8$ .

### 3.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме определили тип маслonaпорной установки для напора 45 м и  $D1 = 5,6$  м: МНУ 8/1-40-8-2. Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью  $8 \text{ м}^3$ , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ), с маслonaсосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью  $8 \text{ м}^3$  с 2 насосами.

### **3.4 Выбор электрогидравлического регулятора**

Так как турбина радиально-осевая, то выбрали ЭГР по таблице [10]. Диаметр главного золотника – 150 мм. Выбран регулятор ЭГР-2и1-150-11 с гидромеханической колонкой 11-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

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.

В энергосистеме Алтайского края присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Бийская РПП» 220 кВ с расстоянием 120 км.

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

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 88 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По данным выбирается синхронный генератор СВ–1160/180–72 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора СВ-1160/180-72 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ–1160/180–72

| Номинальная мощность,<br>МВ·А |                    | $U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$ | $\cos \varphi_{Г, \text{о.е.}}$ | $\eta, \%$ | Индуктивные<br>сопротивления |         |        |       |
|-------------------------------|--------------------|-------------------------------|---------------------------------|------------|------------------------------|---------|--------|-------|
| МВт                           | $S_{Г\text{ ном}}$ |                               |                                 |            | $P_{Г\text{ ном}}$           | $x_d''$ | $x_d'$ | $x_d$ |
|                               | 103,5              | 88                            | 10,5                            | 0,85       | 97,7                         | 0,26    | 0,35   | 0,89  |

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

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, т.е. нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - \sum P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{88 - 88 \cdot 0,01}{0,85} = 102,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

| $S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$ | $U_{\text{н}}, \text{ кВ}$ |                 | $U_{\text{к}}, \%$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$ | $\Delta P_{\text{xx}}, \text{ кВт}$ | $I_{\text{x}}, \%$ |
|-------------------------------|----------------------------|-----------------|--------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
|                               | $U_{\text{вн}}$            | $U_{\text{нн}}$ |                    |                                    |                                     |                    |
| 125                           | 242                        | 10,5            | 11                 | 380                                | 135                                 | 0,5                |

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч} \quad (4.3)$$

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{102,5}{125,0}\right)^2 \cdot 2405 = 589,58 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного МВт · ч потерь электроэнергии.

$$\begin{aligned} I_{\text{пот(1)}} &= 1178,42 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 589,58 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = \\ &= 12,377 \text{ тыс. руб./год.} \end{aligned}$$

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3 \cdot 12,377 = 37,130 \text{ тыс. руб./год}$$

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}} - \sum P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{88 - 88 \cdot 0,01}{0,85} = 205,0 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ(Ц) - 250000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ(Ц) - 250000/220

| $S_{\text{ном}},$<br>МВА | $U_{\text{н}},$ кВ |                 | $U_{\text{к}},$ % | $\Delta P_{\text{к}},$ кВт | $\Delta P_{\text{xx}},$ кВт | $I_{\text{х}},$ % |
|--------------------------|--------------------|-----------------|-------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|
|                          | $U_{\text{вн}}$    | $U_{\text{нн}}$ |                   |                            |                             |                   |
| 250                      | 242                | 10,5            | 11                | 650                        | 240                         | 0,45              |

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

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

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;  
 $T_{пл} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_{в} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx}' = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,240 \cdot 8729 = 2094,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H' = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,650}{1} \cdot \left( \frac{205,0}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 1008,50 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{пот(1)'} = (\Delta W_{xx}' \cdot \beta_1 + \Delta W_H' \cdot \beta_2) + I_{пот(1)}, \quad (4.12)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного МВт · ч потерь электроэнергии.

$$I_{пот(1)'} = (2094,96 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1008,50 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2}) + 12,377 = 34,023 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $3 S_{Г ном}$ :

$$\sum S_{с.н.} = 3 \cdot 0,01 \cdot \frac{P_{Г ном}}{\cos \varphi_{Г}} \quad (4.13)$$

$$\sum S_{с.н.} = 3 \cdot 0,01 \cdot \frac{88}{0,85} = 3106 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – УралЭлектроТяжМаш» выбираются 3 трансформатора ТСЗ-4000/10/6. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–4000/10/6

| $S_{\text{НОМ}}$ , кВ·А | $U_{\text{Н}}$ , кВ |                 | $U_{\text{к}}$ , % |
|-------------------------|---------------------|-----------------|--------------------|
|                         | $U_{\text{ВН}}$     | $U_{\text{НН}}$ |                    |
| 4000                    | 10                  | 6               | 7                  |

### 4.3 Выбор количества отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{с}}} = \frac{264 - 2,64}{0,85} = 307,48 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}$$

С параметрами:

$$K = 1,2 \text{ и } \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ –  $K = 1,2$ .

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} + 1 = \frac{264 - 2,64}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2,37 \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 3$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{307,48}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,269 \text{ кА} = 269 \text{ А} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 269 = 310,67 \text{ А}, \quad (4.17)$$

где  $\alpha_{\text{i}} = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{т}} = 1,1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

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



Допустимый продолжительный ток:

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А.}$$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{307,48}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,403 \text{ кА} \quad (4.18)$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}},$$

$$605 \text{ А} > 403 \text{ А}$$

Следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

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

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

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

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.19)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов (75000 тыс.руб.);  
 $K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (8000 тыс.руб.);  
 $K_{\text{ору}}$  – стоимость ячейки ОРУ (15000 тыс.руб.);  
 $n$  – число силовых трансформаторов;  
 $m$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ ).

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{ору}} = 15000 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками по формуле:

$K_1 = 3 \cdot 75000 + 3 \cdot 8000 + 8 \cdot 15000 = 369000$  тыс. руб  
Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 75000 + 1 \cdot 163000 + 3 \cdot 8000 + 8 \cdot 15000 = 382000 \text{ тыс. руб}$$

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

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

где  $E_H = 0,15$  – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 369000 + 37130 = 92480 \text{ тыс. руб}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 382000 + 34023 = 91323 \text{ тыс. руб}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

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

$$P = \frac{92480 - 91323}{92480} \cdot 100\% = 1,25\%$$

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

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой, так как на станции будет работать 3 блока, и в аварийных режимах, при выведении одного блока из строя, станция продолжит функционировать, и учитывая их незначительную ценовую разницу, опираясь на стандарт РусГидро, предпочтительнее схема с одиночными блоками.

#### 4.5 Выбор схемы распределительного устройства

Число присоединений РУ–220 кВ: 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.1.

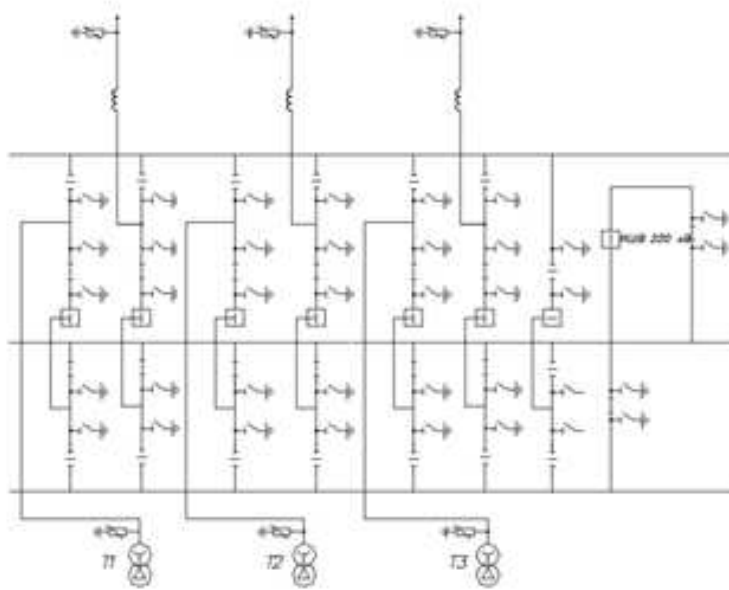


Рисунок 4.1 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОШВ

## 4.6 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.6.1 Расчёт в программном комплексе RastrWin

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,26 \cdot \frac{10,5^2}{103,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_*'' \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

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

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 120 = 52,20 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_G = \frac{x_G}{T_{a,G} \cdot \omega} = \frac{0,28}{0,045 \cdot 314} = 0,020 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 120 = 14,52 \text{ Ом} \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,380 \cdot 230^2}{125^2} = 1,29 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

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

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

|   | O                        | S | s0 | Тип0 | Номер | Название | № АРМ | U_ном | G_ш |
|---|--------------------------|---|----|------|-------|----------|-------|-------|-----|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 1     | Г1       |       | 10    |     |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 2     | Г2       |       | 10    |     |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 3     | Г3       |       | 10    |     |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 4     | Блок1    |       | 10    |     |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 5     | Блок2    |       | 10    |     |
| 6 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 6     | Блок3    |       | 10    |     |
| 7 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 7     | ОРУ      |       | 230   |     |
| 8 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 8     | Система  |       | 230   |     |

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

|   | О                        | S | Тип  | s0 | вр0    | N_нач | N_кон | N_п | Название      | R    | X     | G | B | KтД | KтF   |
|---|--------------------------|---|------|----|--------|-------|-------|-----|---------------|------|-------|---|---|-----|-------|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл 1 | 4     |       |     | Г1 - Блок1    |      |       |   |   |     |       |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл 2 | 5     |       |     | Г2 - Блок2    |      |       |   |   |     |       |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл 3 | 6     |       |     | Г3 - Блок3    |      |       |   |   |     |       |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р 4 | 7     |       |     | Блок1 - ОРУ   | 1,29 | 51,54 |   |   |     | 0,046 |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р 5 | 7     |       |     | Блок2 - ОРУ   | 1,29 | 51,54 |   |   |     | 0,046 |
| 6 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р 6 | 7     |       |     | Блок3 - ОРУ   | 1,29 | 51,54 |   |   |     | 0,046 |
| 7 | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  |    | Выкл 7 | 8     |       |     | ОРУ - Система | 0,12 | 0,44  |   |   |     |       |

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

|   | S | s0 | N арр | Название | N узла | r      | x       | r2     | X2     | r0     | X0     | E       |
|---|---|----|-------|----------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|
| 1 |   |    | 1     | Г1       | 1      | 0,020  | 0,280   | 0,020  | 0,28   | 0,020  | 0,28   | 11,300  |
| 2 |   |    | 2     | Г2       | 2      | 0,020  | 0,280   | 0,020  | 0,28   | 0,020  | 0,28   | 11,300  |
| 3 |   |    | 3     | Г3       | 3      | 0,020  | 0,280   | 0,020  | 0,28   | 0,020  | 0,28   | 11,300  |
| 4 |   |    | 4     | система  | 4      | 32,090 | 352,670 | 32,090 | 352,67 | 32,090 | 352,67 | 230,000 |

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

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

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1    | dI 1   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|--------|--------|
| 1 |   | 1 | 1      | 3ф  | 7   |     |     | 2,7360 | -88,55 |

Рисунок 4.5 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1    | dI 1   | r1 | x1 | I 2    | dI 2   | r2 | x2 | I 0    | dI 0   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|--------|--------|----|----|--------|--------|----|----|--------|--------|
| 1 |   | 1 | 1      | 1ф  | 7   |     |     | 1,3643 | -88,54 |    |    | 1,3643 | -88,54 |    |    | 1,3643 | -88,54 |

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1     | dI 1   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|---------|--------|
| 1 |   | 1 | 1      | 3ф  | 1   |     |     | 23,2422 | -85,96 |

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

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

| Тип КЗ | П1 | $I_{п.0}$ | $i_y$ |
|--------|----|-----------|-------|
| 1ф     | 7  | 4,09      | 6,37  |
| 3ф     | 7  | 2,74      | 4,26  |
| 3ф     | 1  | 23,24     | 59,16 |

#### 4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} \quad (4.33)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 5,69 = 5,98 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,314 \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma} - S_{СН}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 103,5 - 3 \cdot 103,5 \cdot 0,01}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,269 \text{ кА} \quad (4.35)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 103,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,407 \text{ кА} \quad (4.36)$$

#### 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с};$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,max};$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч.}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10-50-6300

и разъединитель РВРЗ–10/6300. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

| Расчётные данные   | Каталожные данные   |   |
|--|---|---|
|  | Выключатель ВГГ-10-50-6300  | Разъединитель РВРЗ-10/6300  |
| $U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$  | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$  | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$  |
| $I_{\text{Г.раб}} = 5980 \text{ А}$  | $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$   | $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$   |
| $I_{\text{п0}} = 23,24 \text{ кА}$   | $I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$   | $i_{\text{эл.ст}} = 50 \text{ кА}$  |
| $i_{\text{у}} = 59,16 \text{ кА}$  | $i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$  | $I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$  |
|  |   | $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$  |
| $V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$<br>$= 23,24^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$<br>$= 48,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$<br>$= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$<br>$= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблицах 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепи статора

| Наименование прибора | Тип прибора | Интерфейс прибора | Класс точности | Потребляемая мощность (В·А) |
|----------------------|-------------|-------------------|----------------|-----------------------------|
| В цепи статора:      |             |                   |                |                             |
| Анализатор сети      | АПКЭ-1      | RS485             | 0,5            | 8                           |

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепи ротора

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-М3

предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

| Параметры                             | Расчётные данные                          | Данные ТТ по каталогу             |
|---------------------------------------|---|-----------------------------------|
| $U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$    | $U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$            | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$  |
| $I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$ | $I_{\Gamma, \text{раб}} = 5980 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 6500 \text{ А}$ |

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

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

#### 4.10 Выбор параметров ОРУ

##### 4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-



220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

| Расчётные данные   | Каталожные данные   |   |
|--|---|---|
|  | Выключатель ВЭБ-220   | Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1  |
| $U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$   | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$   | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$   |
| $I_{\text{раб max}} = 314,0 \text{ А}$   | $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$   | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$   |
| $I_{\text{п0}} = 2,74 \text{ кА}$  | $I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$   | $I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$   |
| $i_y = 4,26 \text{ кА}$  | $i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$  | $i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$   |
| $W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$<br>$= 2,74^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$<br>$= 0,30 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$<br>$= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$<br>$= 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

| Наименование прибора | Тип прибора | Интерфейс прибора | Класс точности | Потребляемая мощность (В·А) |
|----------------------|-------------|-------------------|----------------|-----------------------------|
| Анализатор сети      | АПКЭ-1      | RS485             | 0,5            | 8                           |

#### 4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

| Параметры                             | Расчётные данные                     | Данные ТТ по каталогу             |
|---------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| $U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$    | $U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$   | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{раб max}} = 314 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$  |

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

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

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

## 5 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.

### 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 ГГ СВ-1160/180-72 – 103,5 МВА:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220:

- 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 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока.

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 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

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

## 5.2 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{103,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5691 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{5691 \cdot 1}{6500/5} = 4,38 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $K_{СХ}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 355 = 380 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 380 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{380}{355} = 1070 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1070}{2000/5} = 2,68 \text{ А} \quad (5.5)$$

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

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

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4330 = 216,5 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;  
 $I_{\text{Н}}$  – номинальный ток генератора равный 4330 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (5.7) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,38 = 0,66 \text{ A} \quad (5.8)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,20} \cdot 4330 = 18818,85 \text{ A}, \quad (5.9)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;  
 $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,20.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18818,85 = 1881,885 \text{ A}, \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

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

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;  
 $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 18818,85 А.

Тогда коэффициент торможения равен:

$$K_T > \frac{1881,885 \cdot 2}{18818,85} > 0,2$$

$K_T$  принимается равным 0,3.

Уставка начального торможения увеличивает зону работы защиты без торможения и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{CP,0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H \quad (5.12)$$

Далее рассчитывается тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки В должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H \quad (5.13)$$

Типовое значение уставки принимается равным  $1,5I_H$ .

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

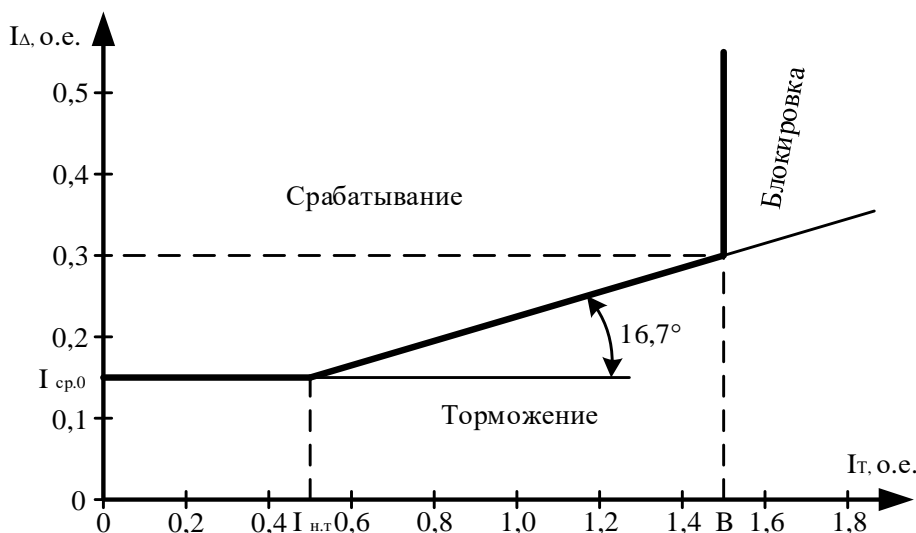


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган  $U_0$ , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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 ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст. приведена на рисунке 5.2.

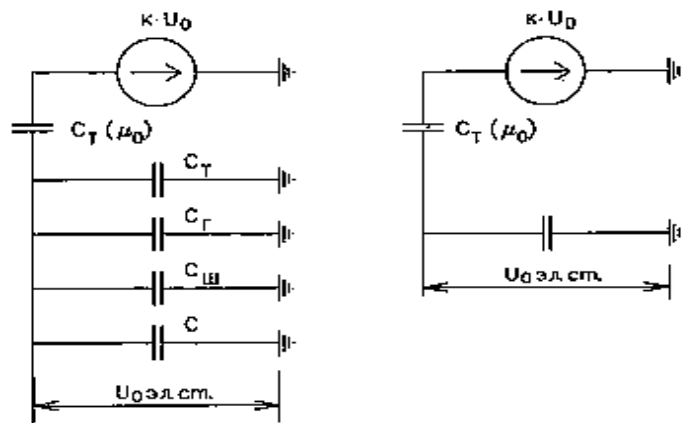


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

- $C_G$  – 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:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{ф}}, \quad (5.14)$$

где  $C_G = 0,7 \text{ мкФ/ф}$ , для  $U = 10,5 \text{ кВ}$ .

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

где  $U_{\text{НОМ ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 286,00 \text{ В}, \quad (5.16)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ,  $C_T(\mu_0) = 0,012$  мкФ/ф, для  $U = 242$  кВ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1}}} \cdot 286,00 = 2,48 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;  
 $K_B$  – коэффициент возврата;  
 $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Принимаются следующие уставки:

- $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с на сигнал;
- $U_{0G}$  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 сбросов аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для этого органа уставка по коэффициенту торможения равному 1,3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,303 \quad (5.19)$$

Орган защищает 30,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{\text{ср}2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.20)$$



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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

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

Данная защита предназначена для ликвидации 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 содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной  $0,07 \cdot I_H$ .

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{МАКС}}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.22)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем,  $A = 30$  для  $U = 10,5$  кВ;  
 $t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$   $t_{МАКС} = 700$  для  $U = 10,5$  кВ.

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2ПУСК} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.23)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,38 = 0,66 \text{ А} \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с} \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.26)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 30 = A_{\text{ИО}} \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – 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)   | 30  | 83  | 120 | 187 | 333 | 750 |

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

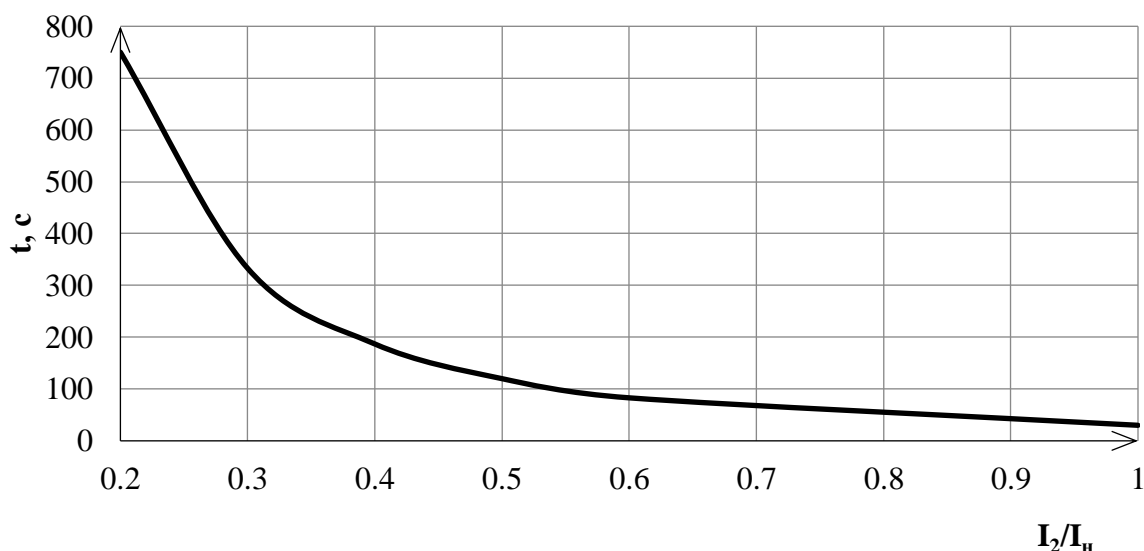


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин}} = 30 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс}} = 700 \text{ с}$ .

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» ( $I_{\text{охл}}$ ) 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:

- Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ;
- Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,20 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,24 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

где  $x_{dВН}''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения.

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,20 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,24 \text{ о. е.}, \quad (5.29)$$

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

$$x_2 = x_d'' = 0,20$$

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (106,24 + 106,24 + 2 \cdot 0,088)} = 0,0043 \text{ о. е.}, \quad (5.30)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 125} = 0,088 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0043 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,197 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

Принимаем  $I_{2С.3.*}^{(2)} = 0,25 \text{ о. е.}$

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

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_{dВН}'' + x_T + x_{Л}) + (x_{2ВН} + x_T + x_{Л}))} = \frac{1}{1,1 ((106,24 + 0,088 + 0,43) + (106,24 + 0,088 + 0,43))} = 0,0043 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$x_{Л} = x_{0,УД} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{НОМ}^2} = 0,435 \cdot 120 \cdot \frac{100}{110^2} = 0,43 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.}^* = 2I_{2С.3.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0043 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right) = 0,196 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

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

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (II)

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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 4,38 = 4,69 \text{ А}, \quad (5.36)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,10 \cdot I_H = 1,10 \cdot 4,38 = 4,82 \text{ А}, \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

|                              |      |      |     |      |     |     |     |     |     |
|------------------------------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Кратность перегрузки $I/I_H$ | 1,1  | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 | 2,2 |
| Длительность перегрузки (с)  | 3800 | 1200 | 450 | 340  | 280 | 160 | 80  | 3   | 1   |

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

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

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

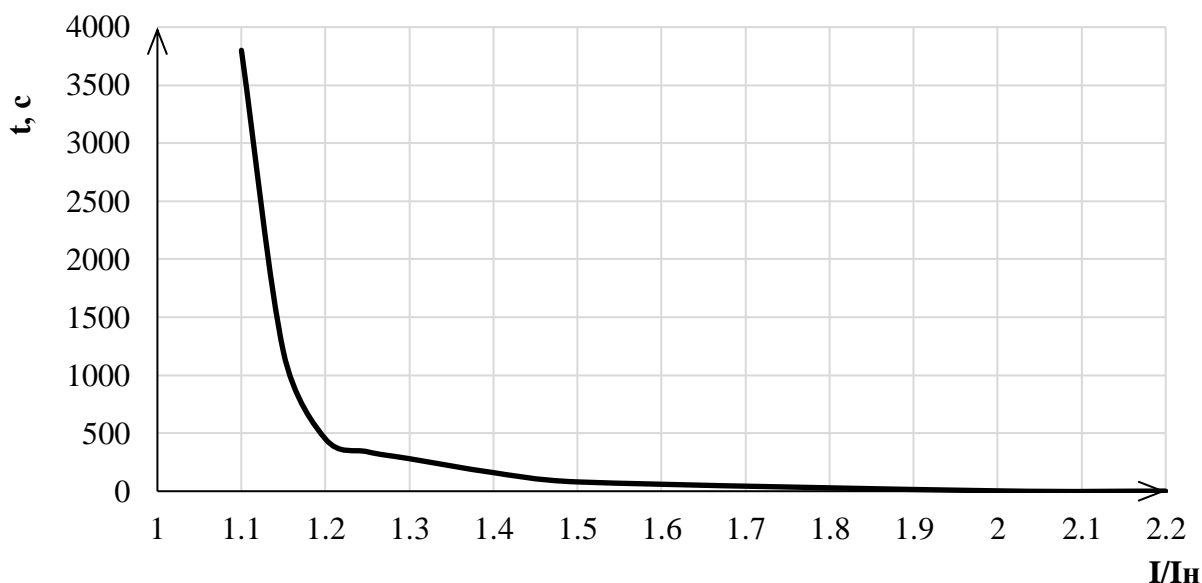


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,53 \cdot 4,38 = 6,70 \text{ А} \quad (5.38)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В} \quad (5.39)$$

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

### 5.3.6 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 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 54,18 = 55,68 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне (1.41);  
 $Z'_{1Л}$  – сопротивление линии (1.42);  
 $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

Сопротивление линии 220 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{52,20^2 + 14,52^2} = 54,18 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{103,5}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{103,5}{220^2} \cdot 54,18 = 0,104 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,104 \cdot 1,07 = 0,106 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{103,5} = 1,07 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,106 \cdot \frac{\frac{6500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,31 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимается уставка  $Z_{1C3} = 1,31 \text{ Ом}$ .

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,  $\Delta Z = 30\text{-}40 \text{ Ом/сек}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z^*_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5691} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = Z^*_{\text{НАГР}} \cdot Z_6 = 1,07 \cdot 1,07 = 1,14 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{0,89} = 3,65 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z^*_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = Z^*_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_6 = 0,38 \cdot 1,07 = 0,41 \text{ Ом} \quad (5.50)$$



$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36 \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен:

$$\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,90^{\circ}$$

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2 = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

$$Z_{2\text{сз}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot 1,07 = 0,37 \text{ Ом} \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{2\text{сз}} = \frac{Z_{\text{с.з.п}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,37 \cdot 6500/5}{10,5/0,1} = 4,50 \text{ Ом} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 4,50 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15 %. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,20 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,69 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 на отключение МШВ 220 кВ, 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 и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

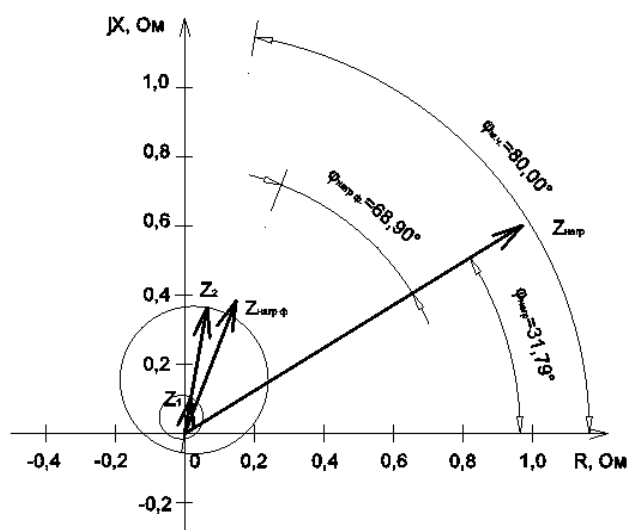


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot 2,68 = 2,87 \text{ А} \quad (5.55)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot 2,68 = 2,95 \text{ А} \quad (5.56)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

| Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$ | 1,1       | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 |
|--------------------------------------|-----------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| Длительность перегрузки (с)          | длительно | 210  | 150 | 120  | 90  | 72  | 60  | 20  |

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

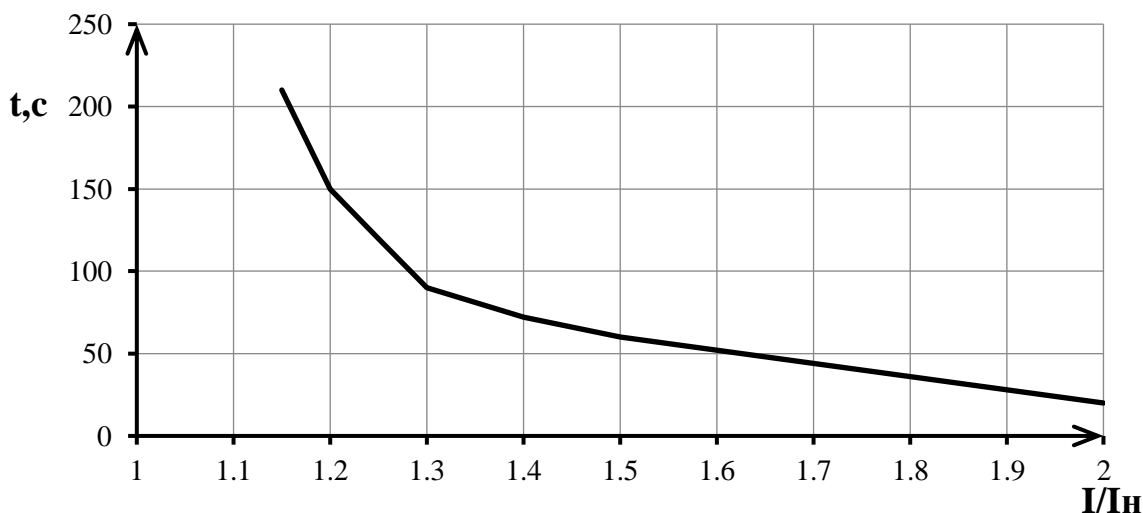


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P_{то.}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,24 \cdot 2,68 = 6,00 \text{ А} \quad (5.57)$$

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

#### **5.4 Таблица уставок**

Уставки защит представлены в Приложении В, Таблица В.1.

#### **5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## **6 Компонровка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

В состав сооружения входят:

- Водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- Станционная часть плотины;
- Правобережная бетонная плотина;
- Левобережная бетонная плотина;
- Русловое здание ГЭС.

### **6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Для начала расчетов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения по трём критериям:

- По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – гранит.

Высота бетонной водосливной плотины около 50 м:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla_{\text{дно}} = 460 - 414 = 46 \text{ м} \quad (6.1)$$

Класс сооружения – III

- По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность:

$$N_{\text{уст}} = 264 \text{ МВт}$$

Класс сооружения – III

- По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: примерно 500 человек.

Класс сооружения – II

Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначается класс сооружения II по числу постоянно проживающих людей. Коэффициент надежности для сооружений II класса:

$$\gamma_n = 1,20.$$

## 6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.2)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,129 + 0,00932 + 0,6 = 1,73832 \text{ м}, \quad (6.3)$$

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

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

$a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a = 0,6$  м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000255 \cdot \frac{25^2 \cdot 1320}{9,81 \cdot 23} \cdot 1 = 0,00932 \text{ м}, \quad (6.4)$$

где  $V = 25$  м/с – расчетная скорость ветра;

$k_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$k_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 25) \cdot 10^{-7} = 0,00000255 \quad (6.5)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}}}{2} = \frac{460 - 414}{2} = 23 \text{ м} \quad (6.6)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1320}{25^2} = 21$$

$$\frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{25} = 8476$$

По графику СНиПа из приложения 1 рисунок 1 находим  $\frac{g\bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V}$ :

Для  $\frac{gL}{V^2} = 21$  :

$$\begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,0085 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 1,000 \end{cases}$$

для  $\frac{gt}{V} = 8476$  :

$$\begin{cases} \frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,075 \\ \frac{g\bar{T}}{V} = 3,800 \end{cases}$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,000 \cdot V}{g} = \frac{1,000 \cdot 25}{9,81} = 2,55 \text{ с} \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,0085 \cdot V^2}{g} = \frac{0,0085 \cdot 25^2}{9,81} = 0,54 \text{ м} \quad (6.8)$$

Проверяем на глубоководность:

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,55^2}{2 \cdot 3,14} = 10,15 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d$$

$$23 > 0,5 \cdot 10,15 = 5,075 \text{ м}$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,54 \cdot 2,09 = 1,129 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V^2}$  (для глубоководной зоны),  $K_i = 2,09$ ;

$\bar{h}$  – средняя длина волны.

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 460 + 1,74 = 461,74 \text{ м} \quad (6.11)$$

### 6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

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

Расчетный максимальный расход для второго класса капитальности является расход 1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины производится исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.12)$$

где  $Q_{\text{осн.мах}} = Q_{1\%} = 1352 \text{ м}^3/\text{с}$   
 $n_{\text{агр}}$  – число агрегатов;  
 $Q_{\text{ГА}}$  – расход через один агрегат;  
 $V_{\text{пол}}$  – полезный объем вод-ща;  
 $t_{\text{ср}}$  – время сработки,  $t_{\text{ср}} = 4$  месяца.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 1352 - (3 - 1) \cdot 270 - \frac{4,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 387,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 460 - 424 = 36 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $\text{УНБ}(Q_{1\%})$  – уровень нижнего бьефа при  $Q_{1\%}$ .

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{84,1 \cdot 1000}{9,81 \cdot 36 \cdot 0,923} = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.14)$$

где  $N_{\text{ГА}}$  – мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}}$  – основной напор, определяемый выше;  
 $\eta$  – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{q} = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{(1,15 \div 1,25)q_p} \quad (6.15)$$

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{1,20 \cdot V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}}} = \frac{387,6}{1,20 \cdot 5 \cdot 10} = 6,46 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе;

$q_p$  – удельный расход на рисберме;

$V_{\text{доп}}$  – допустимая скорость на рисберме, для гранита  $V_{\text{доп}} = 5 \text{ м/с}$ ;

$h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\text{НБ} = f(Q_{\text{осн.мах}})$  при  $Q_{\text{осн.мах}}$ .

$$h_{\text{нб}} = \text{НБ} - \text{дно} = 424 - 414 = 10 \text{ м} \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта ( $B$ ) – целое число, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n, \quad (6.18)$$

где  $n$  – число пролетов;

$b$  – стандартная ширина пролета.

Предварительные расчеты показали, что высота затвора в 2,5 раза больше, чем ширина затвора. Поэтому принимается ширина водосливного фронта намного больше, чем расчетное значение.

Принимается 2 пролета по 12 метров.

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 2 = 24 \text{ м} \quad (6.19)$$

Условия для принятия ширины быка:

1) Минимальная толщина быка 2 м;

2) По Березинскому, так как  $b = 12 \text{ м}$ ;

$$\delta_{\text{б}} = (0,12 \div 0,16)b = (1,44 \div 1,92) \text{ м} \quad (6.20)$$

3) Рекомендован разрезной бык, поэтому добавляется запас на разрез и принимается

$$\delta_{\text{б}} = 3 \text{ м}.$$



### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_0 = \left( \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left( \frac{387,6}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,81 \text{ м},$$

где  $\sigma_{\text{п}}$  и  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициенты подтопления и сжатия, принимаются равные 1.

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

$$H_{02} = \left( \frac{387,6}{0,96 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,91 \text{ м},$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент сжатия.

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,81}{12} = 0,96, \quad (6.22)$$

где  $b$  и  $n$  – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

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

$\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$  и от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 3,91 - \frac{1,1 \cdot 0,31^2}{2 \cdot 9,81} = 3,90 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к водосливу.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{(V_{\text{НПУ}} - V_{\text{дно}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{387,6}{(460 - 414) \cdot (24 + (2-1) \cdot 3)} = 0,31 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.24)$$

где  $n$  – количество пролетов, принято в пункте 6.3.1;

$\delta_6 = 3 \text{ м}$  – толщина быка, принята в пункте 6.3.1;

$B$  – ширина водосливного фронта, принята в пункте 6.3.1;

$Q_{\text{осн.рас}} = 387,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – основной расход, определен в пункте 6.3.1.

Приводится это значение к стандартному:

$$H_{\text{ст}} = 4 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$ГВ = НПУ - H_{\text{ст}} = 460 - 4 = 456 \text{ м} \quad (6.25)$$

Отметка гребня быка:

$$ГБ = ГВ + (1,5 \div 2,0)H_{\text{ст}} = 456 + 1,6 \cdot 4 = 462,40 \text{ м} \quad (6.26)$$

Сравнивается  $ГБ = 462,40$  м и  $ГБП(\text{по волне}) = 461,74$  м и выбирается наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины:  $ГП = 462,40$  м.

### 6.3.3 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{макс.пов}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав}} = Q_{0,1\%} - n_{\text{агр}} \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.27)$$

где  $Q_{\text{ГА}} = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – расход через один агрегат;

$n_{\text{агр}} = 3$  – количество агрегатов;

$V_{\text{пол}} = 4,4 \text{ м}^3$  – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 4$  месяца – время сработки;

$$Q_{\text{макс.пов}} = Q_{0,1\%} = 1559 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 1559 - 3 \cdot 270 - \frac{4,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 325,07 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{0\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.28)$$

где  $\sigma_{\text{п}}$  и  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициенты, принимаются равные 1;  
 $m = 0,49$  – коэффициент расхода;

$B$  – ширина водосливного фронта, принята в пункте 6.3.1.

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{325,07}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,39 \text{ м}$$

С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{325,07}{0,97 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,47 \text{ м}$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент сжатия.

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n_{\text{отв}} - 1)\xi_0}{n_{\text{отв}}} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \cdot \frac{3,39}{12} = 0,97, \end{aligned} \quad (6.29)$$

где  $b$  и  $n$  – ширина и число пролетов, определены в пункте 6.3.1;  
 $\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;  
 $\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дно}) \cdot (B + (n-1)\delta_{\text{б}})} \quad (6.30)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{325,07}{(461 - 414) \cdot (24 + (2-1) \cdot 3)} = 0,26 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

где  $\nabla\text{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимается равной 461 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 3,47 - \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 3,46 \text{ м} \quad (6.31)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:

$$\nabla\text{ФПУ} \geq \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} \quad (6.32)$$

$$461 \geq 456,00 + 3,46 = 459,46 \text{ м}$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию. Тогда окончательно отметка ФПУ принимается равной 461 м.

### 6.3.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуска воды  $Q_p$ :

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{4,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 424,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.33)$$

где  $V_{\text{пол}} = 4,4 \text{ км}^3$  – полезный объем вод-ща;  
 $t_{\text{ср}} = 4$  месяца – время сработки.

Определяется местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимается минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий  $h_{\text{отв}} = 4$  м.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{424,4}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41}} = 18,70 \text{ м}^2, \quad (6.34)$$

где  $Q_p = 424,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – определен выше;  
 $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;  
 $H$  – напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left( \text{дно} + h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 460 - \left( 414 + 3 + \frac{4}{2} \right) = 41 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где  $h_{\text{пор}} = 3$  м – высота порога над отметкой дна.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{18,70}{4} = 4,68 \text{ м} \quad (6.36)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ м} \quad (6.37)$$

Под донный водоспуск запроектирована отдельная секция на водосливной плотине.

### 6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом)

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляется критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B_{полное}^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 812^2}{9,81 \cdot 42^2}} = 3,47 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$Q_p = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} + Q_{р.осн} = \frac{4,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} + 387,6 = 812 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

где  $V_{пол} = 4,4 \text{ м}^3$  – полезный объем вод-ща;  
 $t_{ср} = 4$  месяца – время сработки вод-ща;  
 $Q_{р.осн} = 387,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – определили выше;  
 $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $B_{полное}$  – полная ширина потока на водобое,

$$B_{полное} = n \cdot b + (n - 1)\delta_b + n_{отв} \cdot b_{отв} + (n_{отв} + 1)\delta_b \quad (6.40)$$

$$B_{полное} = 2 \cdot 12 + (2 - 1)3 + 2 \cdot 3 + (2 + 1) \cdot 3 = 42 \text{ м}$$

где  $n$  – количество пролетов;  
 $b$  – ширина пролетов;  
 $\delta_b$  – толщина быка;  
 $n_{отв}$  – количество отверстий;  
 $b_{отв}$  – ширина отверстий.

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{с(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (НПУ - \text{дно} - 0)}} \quad (6.41)$$

$$h'_{с(1)} = \frac{19,33}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (460 - 414 - 0)}} = 0,715 \text{ м},$$

где  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;  
 $\varphi$  – коэффициент скорости, принимается  $\varphi = 0,9$ .

$$q = \frac{Q_p}{B_{полное}} = \frac{812}{42} = 19,33 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (6.42)$$

Уточняется величину  $h'_{с(1)}$ :

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (\text{НПУ} - \text{дно} - h'_{c(1)})}} \quad (6.43)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{19,33}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (460 - 414 - 0,715)}} = 0,721 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.44)$$

$$h''_c = \frac{0,721}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,47}{0,721} \right)^3} - 1 \right) = 10,43 \text{ м}$$

Сравнивается  $h''_c$  и  $h_{\text{НБ}} = \text{НБ} - \text{дно} = 424 - 414 = 10 \text{ м}$ .  $h''_c > h_{\text{НБ}}$ . Следовательно, прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойной стенки.

### 6.3.6 Расчет водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,43 - 4,14 = 7,34 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;

$h''_c = 10,43 \text{ м}$  – вторая сопряженная глубина после плотины.

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 \cdot h''_c{}^2} \quad (6.46)$$

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{19,33}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 19,33^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,43^2} = 4,14 \text{ м},$$

где  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;

$m = 0,49$  – коэффициент расхода;

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

$h''_c = 10,43$  – вторая сопряженная глубина после плотины.

Проверка сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 4,14 + 7,34 = 11,47 \text{ м} \quad (6.47)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} \quad (6.48)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{19,33}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,47 - 0)}} = 1,43 \text{ м}$$

Уточняется величину  $h'_{c(1)}$ :

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} \quad (6.49)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{19,33}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,47 - 1,43)}} = 1,53 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.50)$$

$$h''_c = \frac{1,53}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,47}{1,53} \right)^3} - 1 \right) = 6,68 \text{ м,}$$

где  $h_{кр} = 3,47 \text{ м}$  – критическая глубина.

Так как  $h_{НБ} = 10 \text{ м}$ , а вторая сопряжённая глубина  $h''_c = 6,68 \text{ м}$ , следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при одной водобойной стенке.

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, который представлен на рисунке 6.1.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

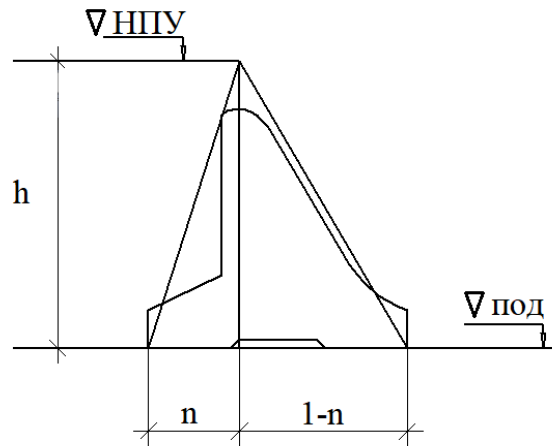


Рисунок 6.1– Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.1.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяется ширина подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_b}{\gamma_B}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент снижения фильтрационного давления путем установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

$h$  – высота воды, действующей на плотину.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 460,0 - 410,5 = 49,5 \text{ м} \quad (6.52)$$

Определяется отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дно}} - \delta_B = 414,0 - 3,5 = 410,5 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $\delta_B$  – толщина плиты водобоя.

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 26,83 \cdot \sqrt{0,721} = 3,42 \text{ м} \quad (6.54)$$

где  $V_c$  – скорость струи в сжатом сечении;

$h_c$  – толщина струи в сжатом сечении после плотины:

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_c} = \frac{812}{42 \cdot 0,721} = 26,83 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.55)$$

Толщина струи в сжатом сечении после плотины:



$$h_c = h_c' = 0,721 \text{ м}$$

Толщина плиты водобоя принимается  $\delta_B = 3,5 \text{ м}$ .

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется выражение ширины подошвы плотины  $V_n^{\text{II}}$ :

$$V_n^{\text{II}} = \gamma_n \cdot \frac{h}{f \cdot \left( \frac{\gamma_B}{\gamma_B} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.56)$$

где  $f \approx \text{tg}\varphi_{\text{гр}} = 0,75$  – коэффициент сопротивления плотины сдвигу по основанию;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от класса сооружения, равен 1,20 для II класса сооружения. Задаваясь значениями  $n$ , определяются значения  $V_n^{\text{I}}$  и  $V_n^{\text{II}}$ .

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Все расчеты приведены в таблицу 6.1, а график представлен на рисунке 6.2. Точка пересечения в координатах:  $n = 0,22$ ,  $V = 37,4 \text{ м}$ . Принимается ширина подошвы по основанию  $V_{\text{под}} = 37,4 \text{ м}$ .

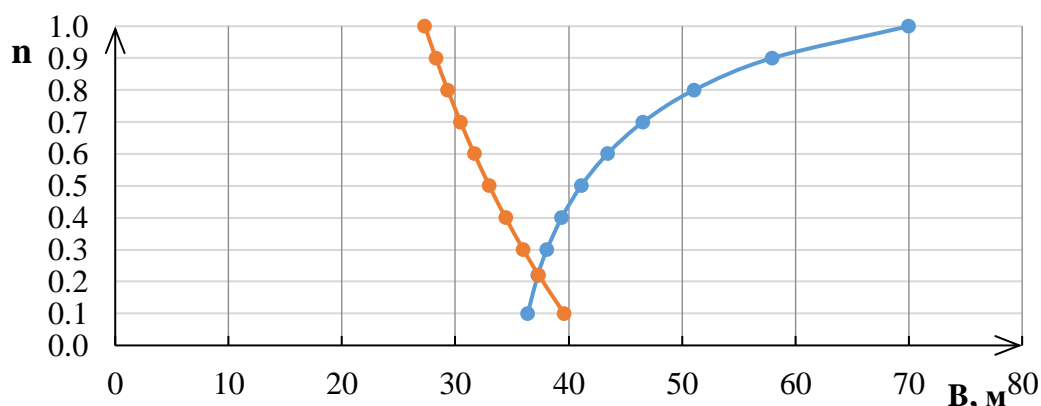


Рисунок 6.2 – График для определения ширины подошвы плотины

Таблица 6.1 – Расчет для определения ширины подошвы плотины

| n                 | 0,10 | 0,22 | 0,30 | 0,40 | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,80 | 0,90 | 1,00 |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $V_n^{\text{I}}$  | 36,4 | 37,4 | 38,1 | 39,4 | 41,1 | 43,4 | 46,6 | 51,1 | 57,9 | 70,0 |
| $V_n^{\text{II}}$ | 39,6 | 37,4 | 36,0 | 34,4 | 33,0 | 31,7 | 30,5 | 29,3 | 28,3 | 27,3 |

#### 6.4.2 Разрезка плотины швами

Постоянные температурно-деформационные швы устраивают для предотвращения трещин. Разрезка плотины сквозными перпендикулярными швами производится по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. Расстояние между

секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_6 + b = 3 + 12 = 15 \text{ м} \quad (6.57)$$

где  $\delta_6$  – толщина быка;  
 $b$  – ширина пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

### **6.4.3 Быки**

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Толщина быка была определена в пункте 1.5.1. Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Ширина быка по гребню 18,50 м.

Бык конструируется без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок.

### **6.4.4 Устои**

Устраиваются два отдельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой – отделяет водосливную от стационарной части плотины.

### **6.4.5 Галереи в теле плотины**

В теле плотины устраиваются 2 смотровые галереи с шагом 16 м по высоте.

Одну из продольных галерей проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей: смотровая – 1,25x2 м; цементационная и дренажная – 3,5x4 м.

### **6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины**

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр скважин для дренажа – 20 см, а расстояние между осями дренажей – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}},$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;

$$H_d = \text{НПУ} - \nabla_{дно} = 460 - 414 = 46 \text{ м} \quad (6.58)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности класса;

$I_{кр}$  – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем  $I_{кр} = 25$ .

$$a_{др} \geq \frac{46 \cdot 1,20}{25} = 2,2 \text{ м}$$

Принимается  $a_{др} = 2,2 \text{ м}$ .

#### 6.4.7 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{\max} = 0,5 \cdot (460 - 417) = 21,5 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $H_{\max}$  – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 21,5 = 10,75 \text{ м} \quad (6.60)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{кр}} = \frac{25,8 \cdot 1,20}{15} = 2,1 \text{ м} \quad (6.61)$$

где  $\Delta H$  – напор на завесу

$J_{кр}$  – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 43 - 17,2 = 25,8 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор,

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 460 - 417 = 43 \text{ м} \quad (6.63)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 43 = 17,2 \text{ м} \quad (6.64)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)V_{\text{под}} = (1,87 \div 3,74)\text{м} \quad (6.65)$$

Принимается  $l_1 = 3,7 \text{ м}$ .

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 6 \text{ м}.$$

#### **6.4.8 Элементы нижнего бьефа**

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраивается водобойная плита и рисберма.

Расчет толщины водобойной плиты произведен в пункте 6.4.1.

Длина водобойной плиты:

$$l_{\text{вод}} = (0,75 \div 1)l_{\text{г.п.}} = (35,81 \div 47,74) \text{ м} \quad (6.66)$$

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

$$l_{\text{г.п.}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 10,43 - 0,721) = 47,74 \text{ м} \quad (6.67)$$

Принимается длина водобойной плиты:

$$l_{\text{вод}} = 40 \text{ м}$$

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = (0,4 \div 0,5)l_{\text{вод}} \quad (6.68)$$

Принимается

$$l_{\text{рис}} = 0,5l_{\text{вод}} = 0,5 \cdot 40 = 20 \text{ м} \quad (6.69)$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{вод}} = \frac{2}{3} \cdot 3,5 = 2,33 \text{ м} \quad (6.70)$$

Принимается толщина рисбермы 2,5 м. В конце рисбермы устанавливается зуб.

## 6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

### 6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия принимаются в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

### 6.5.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:  $S_{\text{пл}} = 902 \text{ м}^2$ ,  $S_{\text{б}} = 1167 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{902 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 17318 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.71)$$

где  $b$  – ширина пролета;  
 $\gamma_{\text{б}}$  – удельный вес бетона;  
 $\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1167 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 5602 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.72)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 66^{1,5} \cdot 9,81 = 289 \text{ кН} \quad (6.73)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (461 - 456 + 0,5) \cdot 12 = 66 \text{ м}^2 \quad (6.74)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{289}{12+3} = 19 \text{ кН/м} \quad (6.75)$$

### 6.5.3 Сила гидростатического давления воды

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

$$W_{ВВ} = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 49,5^2}{2} = 12251 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где  $H_B$  – высота плотины.

$$H_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 460 - 410,5 = 49,5 \text{ м} \quad (6.77)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{НБ} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 6,5^2}{2} = 211 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $H_H$  – определяется по формуле (6.81).

$$H_H = \nabla_{НБ_{\min}} - \nabla_{под} = 417 - 410,5 = 6,5 \text{ м} \quad (6.79)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа:

$$W_{пр} = \gamma_B \cdot S_{эп} = 10 \cdot 13,4 = 134 \text{ кН} \quad (6.80)$$

### 6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_H \cdot V_{под} \cdot \gamma_B = 6,5 \cdot 37,4 \cdot 10 = 2431 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

где  $H_H$  – определяется по формуле (6.81);  
 $V_{под}$  – ширина подошвы, определена в пункте (6.4.1).

### 6.5.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{\min}} = 460 - 417 = 43 \text{ м} \quad (6.82)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 43 = 17,2 \text{ м} \quad (6.83)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 43 = 6,45 \text{ м} \quad (6.84)$$

$$W_\phi = S_{эп} \cdot \gamma_B = 262,4 \cdot 10 = 2624 \text{ кН} \quad (6.85)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.3.

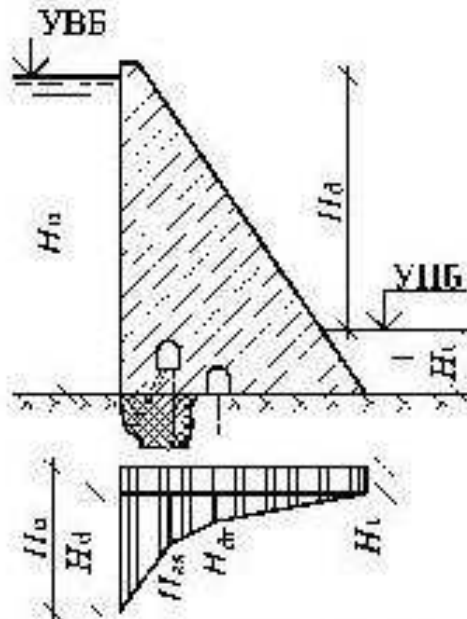


Рисунок 6.3– Эпюра фильтрационного давления

### 6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.86)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_H = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов,  $h_H = 3 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 20$ .

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН} \quad (6.87)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$\begin{aligned} p_1 &= \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.88)$$

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

$$\begin{aligned} p_2 &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 15,05 \cdot 3,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= -89,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.89)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  вычисляется по формуле (6.92).

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.90)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта, для гранита  $n = 0,005$ .

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

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-102,2 - 89,1}{2} = -95,6 \text{ кН} \quad (6.91)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

### 6.5.7 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.92)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,129 \cdot \left( \frac{10,15}{\pi} + \frac{0,39}{2} \right) = 19,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 1,129$  м;  
 $\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 10,15$  м.



$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,129^2}{10,15} = 0,39 \text{ м} \quad (6.93)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,15}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,129 = 1,19 \text{ м} \quad (6.94)$$

## 6.6 Оценка прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Все расчеты представлены в таблице 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

| Нагрузки          | $\gamma_f$ | Направление силы | Сила, кН | Сила $\gamma_f$ , кН | Плечо, м | Момент, кН·м |
|-------------------|------------|------------------|----------|----------------------|----------|--------------|
| $W_{\text{ВБ}}$   | 1          | →                | 12251    | 12251                | 16,5     | +202146      |
| $W_{\text{НБ}}$   | 1          | ←                | 211      | 211                  | 2,2      | -464,8       |
| $G_{\text{пл}}$   | 0,95       | ↓                | 17318    | 16452                | 6,8      | -111876,9    |
| $G_{\text{б}}$    | 0,95       | ↓                | 5602     | 5322                 | 8,3      | -44168,6     |
| $W_{\text{вз}}$   | 1          | ↑                | 2431     | 2431                 | 0        | 0            |
| $W_{\text{ф}}$    | 1          | ↑                | 2624     | 2624                 | 10,2     | +26764,8     |
| $E_{\text{н}}$    | 1,2        | →                | 22       | 26,5                 | 4,5      | +119,3       |
| $W_{\text{волн}}$ | 1          | →                | 19       | 19                   | 48,3     | +937,0       |
| $q_3$             | 0,9        | ↓                | 19       | 17,4                 | 16,5     | -286,4       |
| $W_{\text{пр}}$   | 1          | ↓                | 134      | 134,0                | 16,3     | 2184,2       |

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{пр}} \quad (6.95)$$

$$\sum N = 16452 + 5322 + 17,4 - 2431 - 2624 + 134 = 16870,4 \text{ кН}$$

$$\sum M = 75354 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6\sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{16870,4}{37,4} + \frac{6 \cdot 75354}{37,4^2} = -127,63 \text{ кПа} \quad (6.96)$$

где  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину  
 $\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину  
 $B_{\text{под}}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.97)$$

где  $H_d^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа  
 $m_u = \text{tg}\alpha$  – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -127,63 \cdot 0^2 - 10 \cdot 49,5 \cdot (1 - 0^2) = -495 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^u = -127,63 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 49,5 \cdot 0^2 = -127,63$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 49,5 = -495 \quad (6.100)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6\sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{16870,4}{37,4} - \frac{6 \cdot 75354}{37,4^2} = -775,53 \text{ кПа} \quad (6.101)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.102)$$

$$\sigma_x^t = -775,53 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot (417 - 410,5) \cdot (1 - 0,7^2) = -413,16 \text{ кПа},$$

где  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;  
 $m_t = \text{tg}\alpha = \text{tg}35^\circ = 0,7$  – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,5 - 775,53) \cdot 0,7 = 497,37 \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = -775,37 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot (417 - 410,5) \cdot 0,7^2 =$$

$$= -1123,69 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 6,5 = -65 \text{ кПа} \quad (6.105)$$

Расчеты краевых напряжений представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

| Напряжение     | $\sigma_y$ | $\sigma_x$ | $\tau_{xy}$ | $\sigma_1$ | $\sigma_3$ |
|----------------|------------|------------|-------------|------------|------------|
| Напорная грань | -127,63    | -495,00    | 0,00        | -127,63    | -495,00    |
| Низовая грань  | -775,53    | -413,16    | 497,37      | -65,00     | -1123,69   |

### 6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.106)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1123,69}{0,9} = 1498 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1498 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-127,63 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.107)$$

$$127,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 49,5 = 123,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.6.3 Расчет устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.108)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega \quad (6.109)$$

$$R = 16870,4 \cdot 0,75 + 110 \cdot 37,4 = 16762,2 \text{ кН/м}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;  
 $c = 110 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;  
 $\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 37,4 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (6.110)$$

$$F = 12251 - 211 + 19 + 26 = 12086 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{16762,2 \cdot 0,95}{12086 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,32 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32). Значит, плотина устойчива.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Бийской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и на основании акта обследования состояния ГТС составляется декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Бийской ГЭС**

#### **7.2.1 Общие положения**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Бийской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Бийской ГЭС;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала - должностные инструкции, а также для всех работников станции - охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система
- Управления охраной труда. Общие требования» [40];
- Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении
- Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328; [42];
- РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для
- Энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [44];
- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

### **7.2.2 Требования по охране труда и противопожарной безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Бийской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет задачи:

- Осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- Осуществлять технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;

- Организовывать работы по охране труда;
- Осуществлять контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- Организовывать и координировать природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции при выполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);

- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);

- Другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Бийской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работников, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли, сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять

требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации ГЭС.

Электроустановки Бийской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может быть возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании ГТС и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большими токами замыкания на землю необходимо выполнять мероприятия:

- Вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;
- Все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;
- Должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;
- Вокруг зданий следует устраивать асфальтирование отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна обеспечиваться термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны так, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400 °С).

На Бийской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

### **7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на Бийской ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;



– подпультовые, подщитовые помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

#### **7.2.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках**

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

### **7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния ГЭС**

#### **7.3.1 Общие сведения о районе строительства**

Бийская ГЭС расположена в Алтайском крае на реке Бия.

Река Бия вытекает из Телецкого озера. Длина составляет 301 км. Площадь бассейна — 37000 км<sup>2</sup>.

От Телецкого озера до впадения Сарыкокши прозрачная и холодная (10°С – 15°С), однако в нижнем течении существенно прогревается. Наблюдаются отложения крупной гальки, сохраняющиеся почти до города Бийск.

Воды используются для орошения и получения электроэнергии.

Питание реки смешанное. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 700 мм);
- умеренное испарение с водной поверхности из-за воздействия высоких летних температур.

Рассматриваемая территория относится к континентальному климатическому району с холодной, длинной, снежной зимой и коротким, теплым, иногда жарким летом. Среднегодовые температуры — положительные, 0,5—2,1 °С. Средние максимальные температуры июля +26...+28 °С, экстремальные достигают +40...+42 °С. Средние минимальные температуры января –20...–24 °С, абсолютный зимний минимум –5–55 °С.

Основными, источниками загрязнения реки Бия в рассматриваемом створе является строительство ГЭС, так как в неё не сбрасывается никаких отходов.

Растительность территории в районе строительства Бийской ГЭС богата из-за особенностей климата и расположения гидроузла.

В районе площадки строительства Бийского ГУ обитает 90 видов охотничьих ресурсов. Из них 50 видов млекопитающих, 40 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные – лось, олень благородный, олень пятнистый, кабан;
- пушные – заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, муфлон;
- птицы – сокол, орёл, перепел, куропатка, фазан, гусь, воробей, утка, аист, журавль.

К красно книжным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности красно книжных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Бийского гидроузла на красно книжные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Воздействие Бийской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **7.3.2 Водоохранные мероприятия по ГЭС**

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
- Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
- Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
- Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное

отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных 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.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

### **7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
  - разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
  - разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
  - разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
  - получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
  - получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
  - оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
  - расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
  - организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2 Санитарно-технические
  - раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
  - передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### 7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО - 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{2405600 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 108252 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (2405600 м<sup>3</sup>),  
 q- удельный норматив образования, % (q =1,8%),  
 p- плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (p =2,5 т/м<sup>3</sup>).

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО - 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{150 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 3 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (150 т)  
 q - удельный норматив образования, % (q =1,0%)  
 p- удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (p =2,0 т/м<sup>3</sup>)

Таким образом, в результате строительства будет образовано 108252 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 3 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

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

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

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по предотвращению ухудшения качества воды реки Бия от сбросов Бийской ГЭС ниже по течению реки.

В первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод.

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

## 8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя                          | Единица измерения | Год реализации проекта |         |         |         |         |
|--|-------------------|------------------------|---------|---------|---------|---------|
|  |                   | 2022                   | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    |
| Установленная мощность                           | МВт               | 264                    | 264     | 264     | 264     | 264     |
| Число часов использования установленной мощности | Часы              | 4000                   | 4000    | 4000    | 4000    | 4000    |
| Выработка электроэнергии                         | МВт·ч             | 1056000                | 1056000 | 1056000 | 1056000 | 1056000 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | %                 | 1                      | 1       | 1       | 1       | 1       |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | МВт·ч             | 10560                  | 10560   | 10560   | 10560   | 10560   |
| Объем реализации электроэнергии                  | МВт·ч             | 1045440                | 1045440 | 1045440 | 1045440 | 1045440 |
| Тариф на электроэнергию                          | руб/МВт·ч         | 1077                   | 1110    | 1143    | 1175    | 1206    |
| Выручка от реализации электроэнергии             | млн. руб.         | 1125,9                 | 1160,4  | 1194,9  | 1228,4  | 1260,8  |
| НДС к выручке                                    | млн. руб          | 187,7                  | 193,4   | 199,2   | 204,7   | 210,1   |

Из всех представленных в таблице показателей изменяются «тариф на электроэнергию», «выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке», из этого можно сделать вывод, что увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;



- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

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 | 255,2                | 22,46            |
| Прочие                  | 274                  | 24,11            |
| Итого по ГЭС            |                      | 46,57            |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

| Этап проекта     | Величина |
|------------------|----------|
| от 1 до 5 года   | 0,06     |
| от 5 до 9 года   | 0,09     |
| от 10 до 15 года | 0,14     |
| свыше 15 года    | 0,20     |

Рассчитываются услуги регулирующих организаций, исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование                            | Ставка                 | Сумма, млн. руб. |
|---|------------------------|------------------|
| ОАО «СО – ЕЭС»                          | 135,38тыс. руб/МВт     | 35,74            |
| НП АТС (администратор торговой системы) | 0.001097тыс. руб/МВт·ч | 2,50             |
| ЦФР (центр финансовых расчетов)         | 0.000318тыс. руб/МВт·ч | 0,73             |
| Итого                                   |                        | 38,97            |

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 |         |        |        |        |
|--------------------------------------|------------------------|---------|--------|--------|--------|
|                                      | 2022                   | 2023    | 2024   | 2025   | 2026   |
| 1                                    | 2                      | 3       | 4      | 5      | 6      |
| Амортизационные отчисления, млн.руб. | 265,49                 | 302,308 | 312,38 | 377,31 | 377,31 |
| Расходы на страхование, млн.руб.     | 32,53                  | 32,16   | 44,91  | 97,87  | 94,24  |

### Окончание таблицы 8.5

| 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Эксплуатационные затраты, млн.руб.                  | 93,14  | 139,71 | 139,71 | 139,71 | 139,71 |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб. | 40,67  | 40,19  | 56,14  | 122,33 | 117,80 |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.   | 25,98  | 38,97  | 38,97  | 38,97  | 38,97  |
| Налог на воду, млн.руб.                             | 6,39   | 10,95  | 10,95  | 10,95  | 10,95  |
| Итого, млн.руб.                                     | 464,20 | 564,29 | 603,05 | 787,13 | 778,98 |

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Каждый показатель увеличивается с течением времени, а итоговая стоимость текущих затрат на пятом году увеличилась примерно на 68%.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

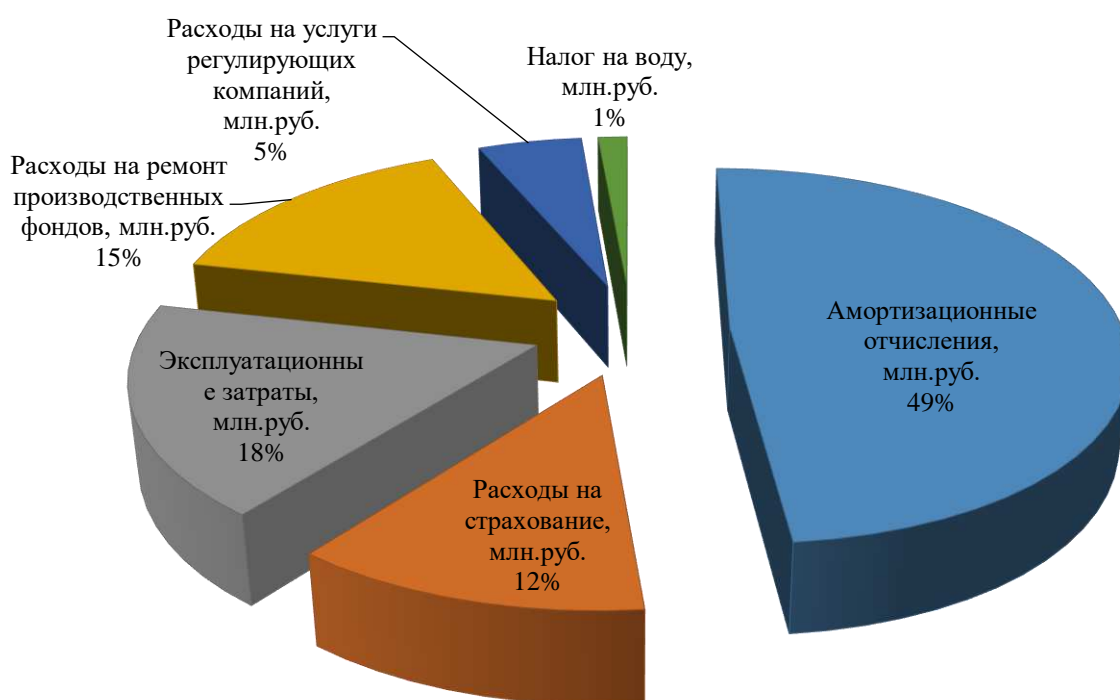


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;

- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

| Наименование                        | Год реализации проекта |         |         |         |         |
|-------------------------------------|------------------------|---------|---------|---------|---------|
|                                     | 2030                   | 2031    | 2032    | 2033    | 2034    |
| Налог на прибыль, млн.руб.          | 356,06                 | 369,30  | 417,89  | 438,64  | 451,10  |
| НДС, млн.руб.                       | 350,38                 | 525,98  | 537,12  | 548,36  | 559,90  |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 22,24                  | 22,24   | 22,24   | 22,24   | 22,24   |
| Налог на имущество, млн.руб.        | 283,87                 | 274,56  | 266,51  | 261,86  | 257,50  |
| Итого, млн.руб.                     | 1012,55                | 1192,07 | 1243,75 | 1281,09 | 1290,73 |

Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль, так как выработка электроэнергии станции растет. Также рост расходов связан с налогом на добавочную стоимость.

#### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование                                 | Год реализации проекта |         |         |         |         |
|--|------------------------|---------|---------|---------|---------|
|  | 2022                   | 2023    | 2024    | 2025    | 2026    |
| Выручка (нетто), млн.руб.                    | 1407,55                | 2175,53 | 2244,20 | 2306,45 | 2366,87 |
| Текущие расходы, млн.руб.                    | 464,197                | 564,29  | 603,05  | 787,13  | 778,98  |
| ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.           | 1400,25                | 2164,58 | 2233,25 | 2295,50 | 2355,92 |
| ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.   | 913,79                 | 1620,29 | 1703,35 | 1606,15 | 1674,87 |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 156,46                 | 324,06  | 340,67  | 321,23  | 334,97  |
| НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.             | 757,33                 | 1296,24 | 1362,68 | 1284,92 | 1339,90 |
| Ставка налога на прибыль, %                  | 20,00                  | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   |

Из таблицы 8.7 видно, что в рассматриваемый период часть прибыли идёт на уплату налога, на прибыль, что снижение прибыли связано с увеличением расходов. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

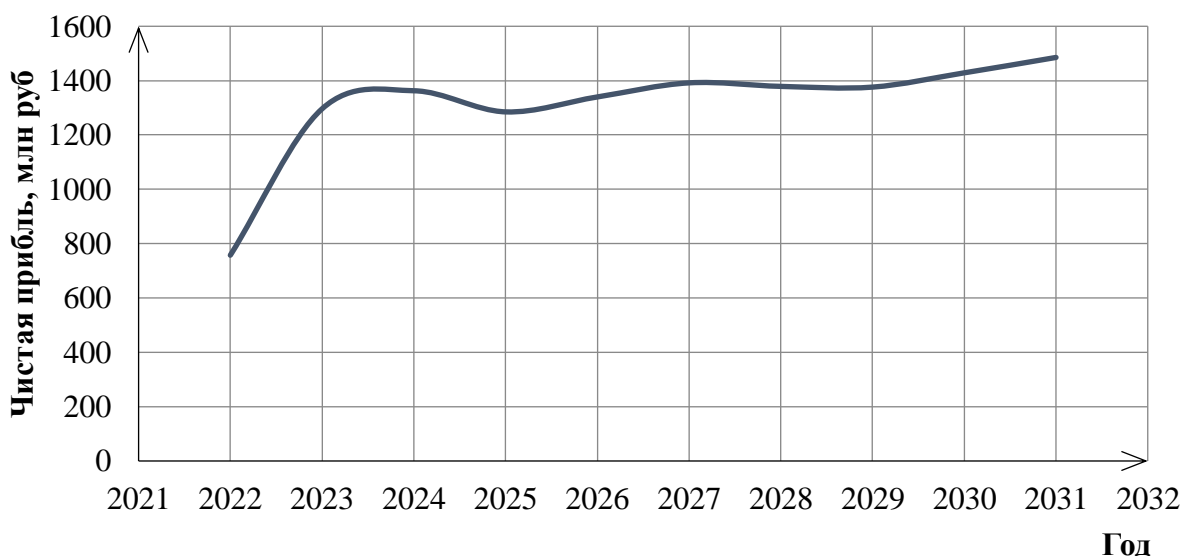


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Проект в 4 квартале 2021 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 8.3:

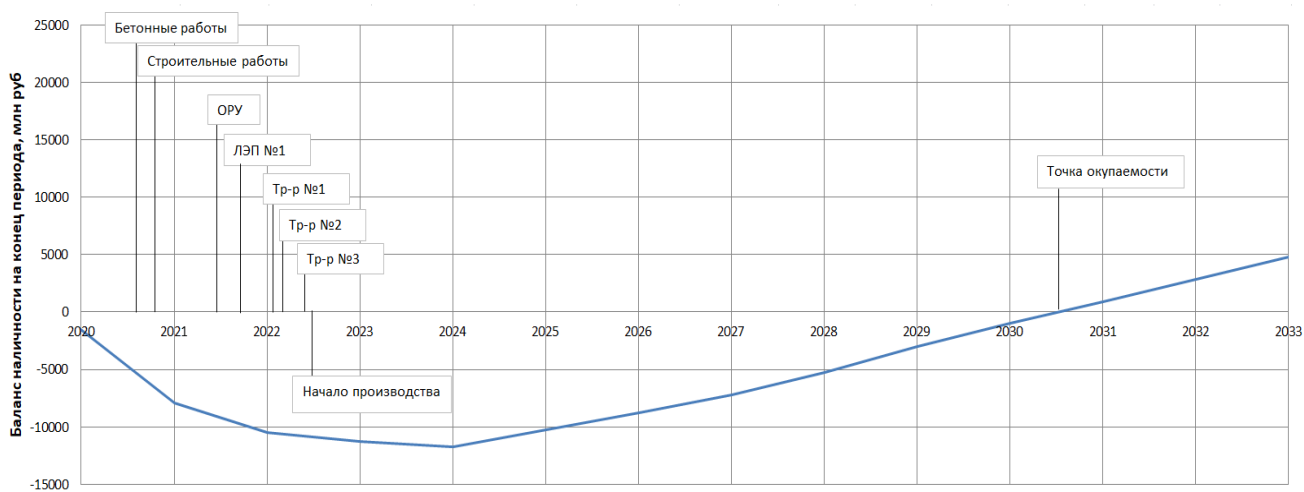


Рисунок 8.3 – График с указанием годов реализации проекта

После запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и, как следствие, станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2031 году станция начинает окупаться.

## 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика.

### 8.5.1 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Бийской ГЭС на реке Бия мощностью 264 МВт.

Показатели эффективности представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Бийской ГЭС на реке Бия»

| Наименование                                   | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования, %                      | 11,6     |
| Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес | 137      |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб        | 999      |
| Индекс прибыльности – PI                       | 1,10     |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR, %       | 12,41    |
| Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч            | 0,29     |
| Удельные капиталовложения, руб/Квт             | 72185,61 |

### 8.5.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

| Наименование                             | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| В федеральный бюджет, млн. рублей        | 136,97 | 333,83 | 646,76 | 331,00 | 211,78 |
| В региональный бюджет, млн. рублей       | 63,75  | 75,35  | 68,70  | 221,00 | 218,05 |
| Итого налоговых поступлений, млн. рублей | 200,72 | 409,18 | 715,47 | 552,00 | 562,83 |

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

### 8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- Ставки налогов;
- Цена сбыта;
- Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.4 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

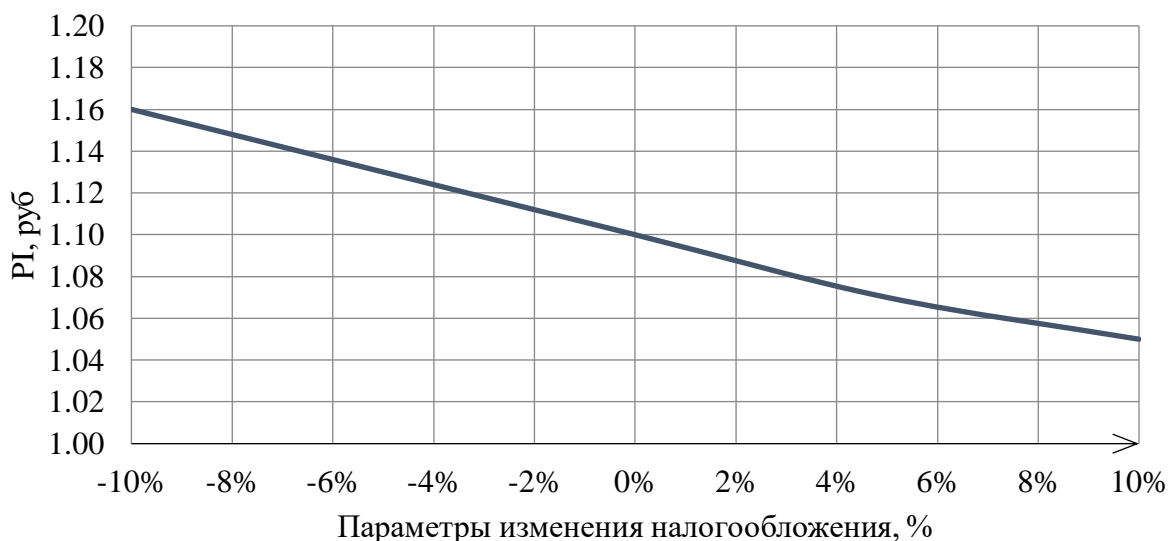


Рисунок 8.4 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки налогов

По данному графику видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться, соответственно, будет более эффективен.

На рисунке 8.5 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.

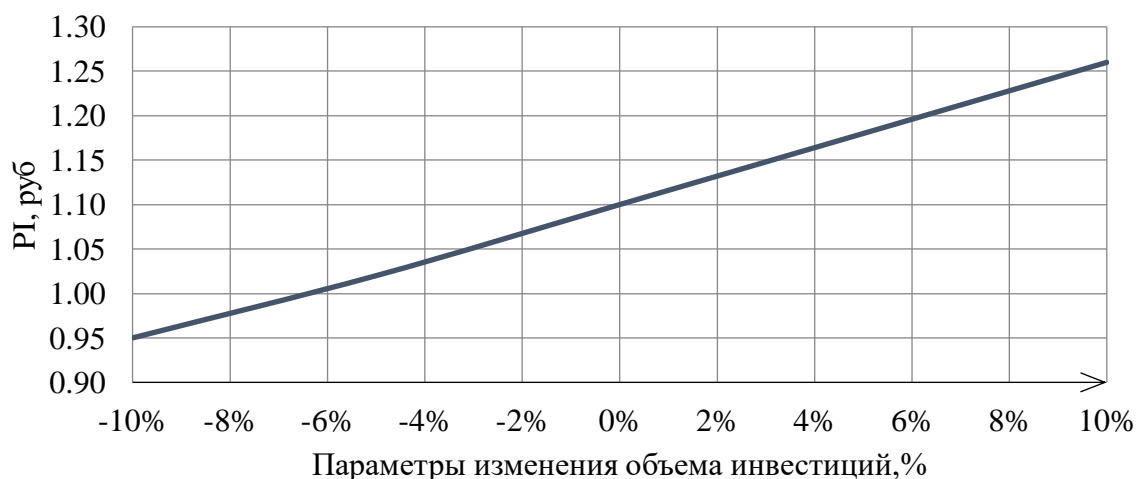


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности. Расчеты по изменению суммы PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Сумма PI от изменения ставки дисконтирования

| Изменение ставки дисконтирования | 0%    | 4%  | 8%   | 12%  | 16%  | 20%  |
|----------------------------------|-------|-----|------|------|------|------|
| PI, руб                          | 10,41 | 3,8 | 1,81 | 1,05 | 0,69 | 0,49 |

На рисунке 8.6 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

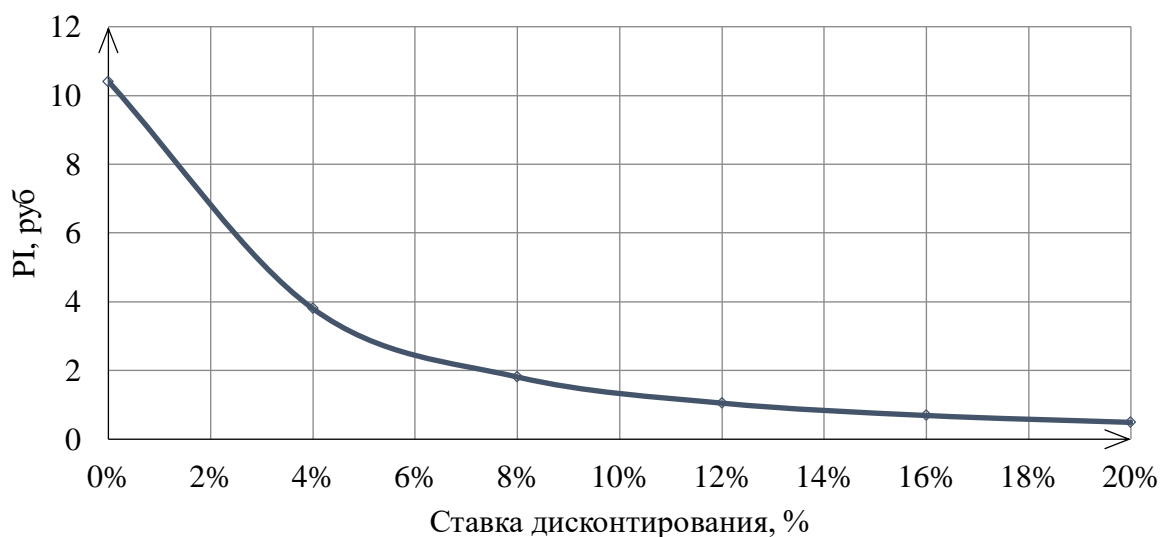


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 2) Увеличение ставки дисконтирования
- 3) Уменьшение цены сбыта
- 4) Увеличение ставки налогов

## **9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы**

### **9.1 Основные нормы и требования**

Оценка технического состояния основного оборудования проводится в соответствии с СТО.

Контроль и оценка технического состояния оборудования производят с целью:

- повышение безопасности эксплуатации оборудования посредством выявления и своевременного устранения возникших повреждений (дефектов);
- определение возможности и целесообразности продолжения эксплуатации выработавших срок службы единиц оборудования, их элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность эксплуатации гидроагрегата;
- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию и продолжению эксплуатации оборудования, имеющего повреждения (дефекты), включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.);
- обоснование для модернизации единиц оборудования в целом, их элементов и конструктивных узлов.

#### **9.1.1 Требования к сроку службы основного оборудования**

В соответствии с СТО 17330282.27.010.002-2008 по достижении срока службы, установленного в стандартах и нормативной документации, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса не допускается.

После достижения оборудованием полного срока службы, установленного ГОСТ, его безопасность должна быть подтверждена в части соответствия его характеристик требованиям по безопасной эксплуатации, установленным нормативной документацией.

Решение о продлении срока службы оборудования или о прекращении его эксплуатации принимает гидрогенерирующая компания на основании организуемых ею работ, проводимых по изложенным ниже правилам с привлечением, при необходимости, проектной организации, организации-изготовителя оборудования и специализированных организаций.

#### **9.1.2 Формирование рабочих органов**

Для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования ГЭС, по приказу гидрогенерирующей компании должны быть созданы специальные рабочие органы – комплексные рабочие группы (КРГ) и экспертно-технические комиссии (ЭТК).



КРГ должны быть созданы по каждому из видов оборудования, отработавшего свой срок (гидротурбинам, гидрогенераторам, трансформаторам).

Председателем КРГ назначается технический руководитель ГЭС. В состав КРГ по каждому виду оборудования должны быть включены специалисты соответствующих подразделений ГЭС и гидрогенерирующей компании.

Председателем ЭТК назначается Должностное лицо гидрогенерирующей компании.

### **9.1.3 Сроки производства работ**

Работы по продлению срока службы оборудования должны планироваться и проводиться таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения оборудованием установленного срока эксплуатации.

## **9.2 Методики определения энергетических характеристик турбин**

Энергетические характеристики гидротурбин являются важным показателем их технического уровня и критерием для оценки технического состояния в период эксплуатации.

На гидроэлектростанциях необходимо регулярно проводить эксплуатационные энергетические испытания гидротурбин и приемочные испытания вновь вводимых (модернизированных) гидротурбин:

- с измерением расходов воды через гидротурбину (абсолютным методом) при вводе в эксплуатацию штатных гидроагрегатов после достижения проектного напора и при вводе в работу гидротурбин после модернизации и/или замены элементов гидротурбины или изменения формы проточного тракта;
- без измерения расходов воды через гидротурбину (индексным методом) не реже одного раза в 10 лет, в том числе при вводе гидроагрегатов в работу после капитального ремонта, связанного с изменениями проточного тракта гидротурбины. Такие испытания следует проводить на всех гидроагрегатах ГЭС не менее чем при трех значениях напоров, охватывающих полный диапазон их изменения.

Абсолютный метод - предусматривает определение фактических (абсолютных) значений КПД. Наиболее распространенный метод «площадь-скорость»; предусматривает измерение местных скоростей в мерном сечении, интегрированием поля местных скоростей вычисляют среднюю скорость; ее значение умножают на площадь мерного сечения и таким образом определяют расход воды. Испытания рекомендуется проводить при напоре гидротурбины, близком к расчетному.

Индексный метод - предусматривает определение индексных или относительных значений КПД: путем измерения фактических значений

мощности и напора и условной (относительной) величины расхода воды через гидротурбину.

Испытания индексным методом могут быть применены самостоятельно или совместно с абсолютным методом.

Натурные энергетические испытания агрегатов производят для:

- определения эффективности модернизации и ремонтно-восстановительных работ на гидротурбинах;
- определения ограничений максимальной мощности из-за возникновения кавитационных явлений при понижении уровня нижнего бьефа;
- оптимизации комбинаторной связи поворотно-лопастных гидротурбин.

В результате испытаний получают следующие энергетические характеристики:

- «рабочую» - зависимость КПД от мощности;
- «расходную» - зависимость расхода воды проходящей через турбину от мощности;
- «эксплуатационную» - зависимость КПД от мощности (или расхода воды) и напора;
- «мощностную» - зависимость мощности от открытия регулирующих органов турбины.

Испытания проводят по программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС, согласованной с соответствующим диспетчерским центром; при проведении гарантийных испытаний программу согласовывают также с заводом-изготовителем.

Оценку технического состояния гидротурбины по результатам энергетических испытаний производят на основании их сравнения с результатами предыдущих испытаний (или заводской эксплуатационной характеристикой):

- по снижению максимального абсолютного или относительного КПД;
- по изменению формы рабочей характеристики гидротурбины (смещению зоны максимума КПД в сторону больших или меньших мощностей);
- по снижению максимальной мощности при том же напоре гидротурбины и открытии направляющего аппарата (для поворотно-лопастных гидротурбин - при отсутствии нарушения комбинаторной связи);
- по выявлению во время испытаний при максимальных нагрузках отсутствовавшего ранее «срыва» КПД и мощности.

Выявление причин ухудшения состояния гидротурбины требует дополнительного анализа.

При проведении сравнительных испытаний следует соблюдать условия идентичности: использовать одни и те же пьезометрические выводы из

спиральной камеры, одну и ту же измерительную аппаратуру; идентичными должны быть напор и высота отсасывания. Следует также учитывать повышенную погрешность сравнительных испытаний поворотно-лопастных гидротурбин с неполно охватной бетонной спиральной камерой.

Вследствие недоступности рабочих колес гидротурбин во время работы гидроагрегата для непосредственного контроля и отсутствия специальной контрольно-измерительной аппаратуры в узлах и механизмах, оценку состояния рабочих колес производят:

- на работающем оборудовании по косвенным признакам;
- на остановленном гидроагрегате при осушенном проточном тракте по данным осмотров, освидетельствований, технических обследований (испытаний) и контрольных измерений.

Ухудшение технического состояния гидротурбин и/или их эксплуатационных показателей проявляется во время работы под нагрузкой или в переходных режимах по следующим косвенным признакам:

- недобор мощности: мощность гидротурбины, измеренная с использованием штатных приборов, не достигает паспортной (по эксплуатационной характеристике) при фиксированном открытии направляющего аппарата, напоре и высоте отсасывания; причины недобора мощности выявляют по результатам осмотра и/или технического обследования (испытаний) гидроагрегата;
- увеличение биения вала и вибрации опорных конструкций гидроагрегата в зоне шахты гидротурбины (крышка турбины, корпус турбинного подшипника, опора подпятника) сверх значений, установленных документацией завода изготовителя: отчетливое повышение биения вала или вибрации по сравнению с обычным уровнем или изменение характера колебаний;
- резкое повышение расхода воды на смазку подшипника с водяной смазкой по сравнению с обычными эксплуатационными значениями (паспортными или установленными на основании опыта эксплуатации);
- повышение температуры подшипника с масляной смазкой;
- возникновение шумов и ударов под крышкой турбины и в отсасывающей трубе при работе в нормальных эксплуатационных режимах.

У поворотно-лопастных гидротурбин дополнительными косвенными признаками ухудшения их состояния являются:

- увеличение перетоков масла в сервоприводе разворота лопастей: повышенный уровень масла в ванне маслоприемника при работе гидроагрегата под нагрузкой оценивают по результатам испытаний системы регулирования; предельное значение перетоков соответствует переливу масла через гребенку лабиринтного уплотнения маслоприемника;

- потери масла из системы регулирования: снижается уровень масла в баке маслонапорной установки (МНУ), предельное снижение уровня контролируется параметрами настройки датчика уровня;

- появление масла на поверхности воды в нижнем бьефе ГЭС: утечка масла происходит в результате ухудшения работы уплотняющих конструкций втулки рабочего колеса, в частности, уплотнений цапф лопастей рабочего колеса; возможно обводнение масла в системе регулирования.

У радиально-осевых гидротурбин дополнительными признаками являются:

- повышение давления в разгрузочной полости: норму уровня давления в полости устанавливают по данным предприятия-изготовителя или исходя из опыта эксплуатации;

- повышение температуры подпятника гидрогенератора, не связанное с сезонными или режимными изменениями температуры;

- увеличение протечек через уплотнение вала в крышке турбины.

Осмотр рабочего колеса производят на выведенном из работы гидроагрегате при осушенном проточном тракте гидротурбины.

При осмотре рабочих колес должны быть выявлены:

- очаги кавитационных повреждений на лопастях, втулке и обтекателях;

- наличие трещин, каверн и иных поверхностных повреждений, их характер, размеры и расположение относительно фиксированных точек.

- При осмотре поворотно-лопастных рабочих колес дополнительно выявляют:

- протечки масла через уплотнения лопастей и другие конструктивы, наличие потеков масла на втулке РК, из-под крышки втулки РК, из-под фланцев лопастей и в конусе (обтекателе) из-под нижней крышки, из-под заглушек, пробок и клапанов;

- состояние заглушек болтов крепления лопасти, сливных и наливных отверстий и клапанов, стопоров гаек и головок болтовых соединений, наличие механических, кавитационных и абразивных повреждений, нарушение стопорных устройств.

Все выявляемые повреждения должны быть документально зафиксированы, привязаны к характерным точкам, обмерены и сфотографированы в масштабе для сравнения с предыдущими замерами; должно быть сделано их краткое описание.

При эксплуатации рабочих колес в пределах гарантийных режимов гидротурбины должна быть оценена интенсивность кавитационной эрозии по величине весовой потери металла (кг) из рабочего колеса и элементов проточной части за определенное число часов работы в соответствии с гарантиями предприятия-изготовителя гидротурбин.

Состояние металла лопастей оценивают при визуальном и инструментальном контроле. Проверку на наличие трещин в металле лопастей производят в соответствии с МЭК 60609. Контроль состояния металла рабочего колеса следует, как правило, совмещать с капитальным ремонтом гидротурбины.

Контроль состояния металла рабочих колес в процессе эксплуатации гидротурбины необходимо производить с участием квалифицированных специалистов. Периодический контроль следует выполнять в первый раз не позднее чем через 8000 ч работы после начала эксплуатации гидротурбины, последующий контроль должен производиться не позднее чем через 25000 ч после начала эксплуатации. Этот срок с учетом фактического состояния рабочих колес может быть изменен техническим руководителем ГЭС.

При необходимости, выявляемой при осмотрах и освидетельствованиях, необходимо проверять геометрическую форму лопастей, симметричность их расположения, состояние кромок.

Проверка геометрических форм лопастей должна производиться в сроки, определяемые техническим руководителем ГЭС, с привлечением специализированной организации.

У радиально-осевых гидротурбин проверяют размеры и равномерность зазоров в лабиринтных уплотнениях верхнего обода и высотное положение РК. Зазор контролируют по положению лабиринтных колец на верхнем обода РК (вращающегося) по отношению к кольцам в крышке турбины (неподвижным). При отсутствии заводских или монтажных норм следует руководствоваться значениями отклонений (в мм), которые в зависимости от диаметра РК (в м) не должны превышать значений, представленных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Значения отклонений в зависимости от диаметра РК

|                |     |     |     |     |
|----------------|-----|-----|-----|-----|
| Диаметр РК, м  | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 8,0 |
| Отклонение, мм | 1,0 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |

Зазоры между РК и неподвижными частями гидротурбины, а также в лабиринтных уплотнениях не должны отличаться от заданных конструкторской документацией более чем на 20 %.

При осмотрах и освидетельствованиях рабочих колес поворотных лопастных гидротурбин должны быть исследованы форма периферийных кромок лопастей, форма камеры рабочего колеса, зазор «камера - лопасть». Размер зазора «камера-лопасть» должен соответствовать нормативам конструкторской и/или монтажной документации. При отсутствии соответствующих документов зазор «камера-лопасть» не должен превышать 0,001 от диаметра рабочего колеса.

Принятию окончательного решения о техническом состоянии оборудования должен предшествовать глубокий анализ всех документально зафиксированных событий, связанных с авариями, повреждениями, отказами в работе данного оборудования, в том числе событий во внешней среде, независимой от функционирования ГЭС.

## 9.3 Основные элементы

### 9.3.1 Маслоприемник рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины

На работающем агрегате состояние маслоприемника оценивают по внешнему виду, величине протечек масла через уплотнения штанги и величине перетоков в системе сервопривода механизма разворота лопастей рабочего колеса.

При оценке текущего состояния маслоприемника необходимо учитывать величину и характер биения вала у верхнего генераторного подшипника, радиальную составляющую вибрации верхней крестовины генератора и корпуса маслоприемника, которые должны отвечать допустимым нормам в соответствии с требованиями СТО 17330282.27.010.002-2008. Превышение этих норм ведет к прогрессивному ухудшению состояния маслоприемника.

При анализе и оценке технического состояния маслоприемника должна быть использована эксплуатационная, монтажная и ремонтная документация в части проверки линии вала и регулировки зазоров в направляющих подшипника и штангах маслоприемника.

Основным критерием при оценке состояния маслоприемника и сервопривода механизма разворота лопастей во время работы гидроагрегата служит величина протечек масла через фланцевые соединения и уплотнения штанг, которая контролируется визуально по величине протечек, а при наличии датчика уровня в ванне маслоприемника - дистанционно.

Надежным признаком возникновения нарушений в работе системы управления лопастями рабочего колеса служит изменение режима работы насосов МНУ, характеризуемого отношением времени работы его на аккумулятор к суммарному времени работы на слив и простоя.

При нормальном состоянии системы регулирования, сервомотора механизма разворота лопастей рабочего колеса и маслоприемника насос работает в режиме 1:(12 ... 20). Об ухудшении состояния названных узлов свидетельствует режим работы 1:(4 ... 6).

Во время периодических осмотров маслоприемника (таблица 3) на остановленном гидроагрегате основное внимание обращают на: наличие потеков масла на корпусе, фланцевых соединениях и опорных конструкциях маслоприемника; состояние уплотняющих элементов; состояние штанги в зоне ее перемещения (при технической возможности).

При осмотрах и освидетельствованиях маслоприемника:

- оценивают наличие и вид натиров, раковин, следов перегрева и других повреждений, фиксируют их размещение, характер и размеры;
- оценивают механическое состояние втулок, качество и плотность их запрессовки в корпус, состояние стопорных устройств, степень износа;
- измеряют и фиксируют зазоры «штанга - втулка» в зоне перемещения штанги;

- по результатам измерений определяют протечки и перетоки масла в маслоприемнике и сервомоторе рабочего колеса;
- оценивают механическое состояние узлов механизма обратной связи (заделка троса, крепление кронштейнов, состояние подшипников, троса или штанги, люфты, зазоры и др.);
- проверяют величину и равномерность зазоров в лабиринтном уплотнении маслоприемника;
- оценивают состояние изоляции маслоприемника от подшипниковых токов (сопротивление изоляции не менее 1 МОм);
- оценивают состояние крепежа и конtringщих устройств корпуса маслоприемника и фланцевых соединений;
- производят проверку манометров, датчика уровня масла;
- проверяют соответствие показаний указателей угла разворота лопастей на маслоприемнике, колонке регулятора и фланце лопастей РК.

Величину зазоров, несоосность и неконцентричность узлов и деталей оценивают в сопоставлении с конструкторской документацией предприятия-изготовителя или с монтажными формулярами. При отсутствии соответствующей документации оценку следует производить на основании нижеприведенных данных. Примерные допуски для оценки технического состояния маслоприемника представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Примерные допуски для оценки технического состояния маслоприемника, мм

| Диаметр рабочего колеса, м   | 3    | 5    | 7    | 9    |
|--|------|------|------|------|
| Негоризонтальность верхнего опорного фланца основания маслоприемника (ванны) | 0,10 | 0,10 | 0,15 | 0,20 |
| Неконцентричность зазоров в лабиринтном уплотнении маслоотражателя           | 0,05 | 0,10 | 0,15 | 0,15 |
| Несоосность корпуса маслоприемника с основанием (ванной)                     | 0,05 | 0,05 | 0,10 | 0,10 |

### 9.3.2 Направляющий аппарат гидротурбины

Общее состояние НА оценивают по степени его износа, определяющего объем ремонтных восстановительных работ для восстановления проектных параметров.

Постоянный контроль технического состояния НА при работе гидроагрегата должен выявлять следующие признаки ухудшения состояния НА:

- увеличение времени выбега гидроагрегата после подачи команды на отключение и закрытие НА;
- возобновление вращения ротора гидроагрегата после полной остановки и отключения тормозов;
- наличие значительных протечек воды через уплотнения цапф лопаток НА;

- повторяющиеся повреждения предохранительных устройств на рычагах лопаток (разрывных болтов, срезных штифтов, пальцев и др.);
- наличие шума текущей воды в проточной части гидротурбины при закрытом НА;
- увеличение потерь сжатого воздуха (увеличение частоты подкачки) при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;
- увеличение протечек и перетоков в сервомоторах НА (изменение цикла «включение-выключение» насосов МНУ); увеличение протечек и перетоков в сервомоторах НА (изменение цикла «включение-выключение» насосов МНУ);
- увеличение частоты включения лекажного агрегата;
- наличие стуков и заеданий при перемещении регулирующего кольца, необычное смещение элементов кинематики (например, при разрушении срезного пальца);
- повышенные перестановочные усилия сервомоторов НА.

При осмотрах остановленного гидроагрегата при осушенной проточной части должны быть выявлены и оценены эрозионные, кавитационные и механические повреждения узлов и деталей НА. При этом производят качественную и количественную оценку кавитационных и эрозионных (гидроабразивных и коррозионных) повреждений лопаток, а также верхнего и нижнего колец НА. Должно быть выполнено фотографирование, обмеры и привязка поврежденных участков к осям гидроагрегата, бьефам и берегам или к другим фиксированным элементам для возможности сравнения с предыдущими замерами. Аналогичную работу производят по оценке состояния защитных облицовок (при их наличии).

Уровень коррозионного и абразивного износа частей НА не должен быть более высоким, чем на прилегающих к нему элементах проточной части выполненных из аналогичного материала.

При обнаружении скорости износа более 0,1 мм/год следует проводить специальные восстановительные мероприятия.

Выявляют наличие натиров и повреждений на верхнем и нижнем кольцах НА в зоне перемещения лопаток.

При осмотрах и освидетельствованиях измеряют зазоры по перу и торцам лопаток, оценивают состояние резиновых уплотнений, пазов и контактных поясков.

Зазоры по перу измеряют в трех точках по высоте лопаток щупом при закрытом положении НА; при высоте лопаток менее 500 мм измерения производят в двух точках по их высоте.

Таблица 9.3 – Размер допускаемых зазоров в НА в зависимости от высоты пера лопатки или диаметра РК гидротурбины

|                    |      |      |      |      |
|--------------------|------|------|------|------|
| Высота лопатки, мм | 500  | 1000 | 1500 | 2000 |
| Диаметр РК, мм     | 2000 | 3000 | 4000 | 5000 |
| Зазор, мм          | 0,05 | 0,1  | 0,15 | 0,20 |



Суммарная длина всех местных зазоров между двумя смежными лопатками, превышающих норму, не должна превышать 20 % от длины пера лопатки.

Размер полного открытия НА измеряют нутромером по минимальному расстоянию в свету (просвет) между полностью развернутыми соседними лопатками: измеренный размер должен соответствовать документации завода изготовителя гидротурбины. Общее отклонение допускается только в сторону увеличения. Отклонение размеров полного открытия между разными лопатками не должно превышать 3 %.

Оценку состояния уплотнений по перу и торцам лопаток производят визуально. В случае обнаружения повреждений или отсутствия уплотнителя необходимо оценить состояние пазов под закладку нового шнура, а также входных кромок на торцах лопаток.

Нормы контроля технического состояния направляющего аппарата представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Нормы контроля технического состояния направляющего аппарата

| Узлы и детали                             | Контролируемый параметр                                 | Контрольное значение  | Примечание                                 |
|---|---|---|--|
| 1   | 2   | 3   | 4  |
| Лопатки, нижнее кольцо, верхнее кольцо НА | Коррозионный и абразивный износ                         | 0,1 мм/год  | Не более 5 мм                              |
|   | Кавитационный износ                                     | Не допускается  |  |
| Подшипники лопаток, втулки, цапфы лопаток | Износ, трещины в облицовке, отставание или выкрашивание | Зазоры в пределах допусков, предусмотренных в чертежах, трещины, отставание и выкрашивание не допускаются |  |
| Узлы трения кинематики                    | Износ   | Зазоры в пределах допусков, предусмотренных в чертежах  |  |
|   | Увеличенные перестановочные усилия                      | Усилия в пределах допусков предприятия-изготовителя   |  |
| Узлы и детали кинематики НА               | Наличие трещин  | Не допускается  |  |
| Срезные пальцы                            | Поломки   | Частые поломки без видимых причин не допускаются  |  |
| Трущиеся поверхности регулирующего кольца | Износ   | Нормы завода изготовителя в пределах конструктивных зазоров.  | 0,001 от диаметра кольца, но не более 5 мм |
| Уплотнения цапф лопаток                   | Протечки  | Допускается в пределах обеспечения откачки с крышки турбины   |  |
| Уплотнения лопаток по перу и торцам       | Протечки через НА                                       | Допускаются протечки, допускающие остановку гидроагрегата на выбеге без торможения                        |  |

#### Окончание таблицы 9.4

| 1                    | 2                                   | 3   | 4   |
|----------------------|-------------------------------------|---|---|
| Сервомоторы          | Износ цилиндров, уплотнений поршней | Допускаются протечки, величина которых обеспечивает цикл насосов МНУ не хуже 1:10 |   |
| Фланцевые соединения |                                     | Протечки не допускаются   |   |
| Кинематика НА        | Суммарные люфты                     | Практически наличие люфтов считается недопустимым                                 | Не более 0,5 % от полного хода сервомотора. |

При выявлении трещин на лопатках следует проводить контроль металла путем вырезки образцов для металлографического анализа и определения свойств металла.

### 9.3.3 Крышка гидротурбины

Оценка технического состояния крышки гидротурбины должна отражать ее соответствие специфическим требованиям этого оборудования.

Крышка гидротурбины является сборником протечек: воды из проточной части через неплотности уплотнений ряда узлов и деталей; масла из всех расположенных выше маслосодержащих элементов гидроагрегата (маслованн, маслопроводов, арматуры). По объему и содержанию протечек, откачиваемых с крышки гидротурбины, можно косвенно оценить качество работы водяных и масляных уплотнений, состояние стыков и фланцевых соединений.

При постоянном контроле состояния крышки гидротурбины во время работы гидроагрегата фиксируют визуально и измеряют при помощи штатных и переносных измерительных средств:

- уровень воды в крышке;
- наличие и объем протечек через уплотнения цапф лопаток направляющего аппарата, уплотнение вала в крышке турбинного подшипника и крышке гидротурбины, фланцевые соединения крышки, люки, клапаны, сливные и дренажные устройства;
- наличие масла на поверхностях деталей и оборудования и в крышке;
- частоту срабатывания насосов откачки и эффективность работы эжектора;
- наличие посторонних звуков в проточной части;
- наличие повышенной вибрации и биения вала в зоне крышки и корпуса турбинного подшипника;
- состояние крепежа, закладных и крепежных элементов;
- показания контрольно-измерительных приборов в шахте турбины.

На остановленном гидроагрегате при периодических осмотрах со стороны осушенной проточной части оценивают состояние следующих конструктивных частей крышки гидротурбины:

- всей поверхности крышки для выявления участков кавитационного и гидроабразивного износа;
- зоны за НА в месте стыка крышки и верхнего кольца НА;
- состояние металла вокруг отверстий в крышке.

При осмотрах остановленного гидроагрегата со стороны шахты гидротурбины следует контролировать состояние крепежных элементов (шпилек, гаек и др.) фланцевых соединений крышки гидротурбины с верхним кольцом статора (или с верхним кольцом НА).

Выявление неудовлетворительной работы (состояния) конструкций и систем, связанной с их размещением на крышке гидротурбины, может потребовать технического обследования (испытаний) крышки по специальным программам, в том числе связанным с оценкой ее прочности и жесткости. Нормы контроля технического состояния крышки гидротурбины представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Нормы контроля технического состояния крышки гидротурбины

| Уровень контроля                | Наблюдаемые и контролируемые параметры                   | Способы и средства контроля   | Режим контроля  | Допустимые значения параметров   | Способ регистрации результатов контроля                                       |
|---------------------------------|--|---|---|--|---|
| Постоянный технический контроль | Протечки воды  | Визуальный и автоматизированный дистанционный контроль уровня воды в крышке | Непрерывно, при наличии датчиков дистанционного контроля; при обходе оборудования один раз в смену. | Параметры не должны превышать значений, установленных заводской документацией и/или Ст ГЭС.<br>Допустимый уровень - объем протечек не превышает производительности насосов осушения. | Запись в журнале осмотра  |
|                                 | Протечки масла   | Визуально   | При обходах оборудования один раз в смену   | Протечки масла не допускаются  | Формуляры, акты, схема замеров  |
|                                 | Вибрация, биение вала; давление под крышкой; температура | Визуальный и инструментальный контроль.                                     | Непрерывно, при наличии дистанционного контроля. При обходах оборудования один раз в смену          | Параметры не должны превышать значений, установленных заводской документацией и/или Ст ГЭС   | Запись в журнал дефектов, информация для ремонтного и оперативного персонала. |

### 9.3.4 Металлические элементы проточной части гидротурбины

При оценке технического состояния, из-за тяжести последствий, первостепенное значение имеет своевременная оценка технического состояния КРК и выявление внутренних дефектов и повреждений.

Периодическому осмотру и оценке состояния подлежат следующие конструктивные части КРК:

- облицовка камеры;
- отъемный сегмент;
- сопрягающий пояс;
- заоблицовочное пространство.

Общее техническое состояние КРК и ее конструктивных частей оценивают по следующим показателям:

- наличие механических, кавитационных и гидроабразивных повреждений металлических поверхностей;
- состояние (повреждения, дефекты) конструктивных и ремонтных сварных швов и наплавки;
- состояние геометрической формы КРК;
- состояние (повреждения, дефекты) сопрягающего пояса, отъемного сегмента, пробок заглушек, штуцеров, ниппелей, отводящих и подводящих трубопроводов.

Инструментальному контролю подлежат габаритные размеры и форма сферической части КРК (отклонение формы от окружности). Контроль производят в соответствии с документацией завода изготовителя или в соответствии с СТО.

Техническое состояние отъемного сегмента оценивают по показателям состояния его отдельных частей и деталей:

- общее состояние конструктивных частей сегмента и сопрягающихся с ним конструктивных частей КРК;
- состояние крепежа, талрепов, домкратов, закладных и крепежных элементов в нише бетонного массива;
- качество и состояние соединения облицовок отъемного сегмента и КРК.

Оценку технического состояния облицовки и сопрягающего пояса КРК производят в следующем порядке:

- определяют характер, площадь и глубину кавитационных повреждений;
- производят фотографирование повреждений в масштабе, снятие формуляров с привязкой к характерным точкам КРК, составляют краткое описание для сравнения с результатами предыдущих осмотров;

- оценивают качество прилегания облицовки к штрабному бетону, ребрам жесткости и другим частям КРК;
- выявляют наличие пустот за облицовкой, их площадь и координаты относительно характерных точек КРК, составляют формуляры и их описания;
- измеряют толщину облицовки в характерных точках: при наличии уноса металла толщину облицовки восстанавливают до проектного значения;
- оценивают состояние сопрягающего пояса и место его соединения с облицовкой.

Критериями при оценке состояния КРК служат: состояние металлических элементов КРК, оцененное по результатам осмотра и обмеров. Величина кавитационного и гидроабразивного износа облицовки (оценивают по весу унесенного металла в килограммах за контрольный срок). Допустимую норму уноса металла определяют по конструкторской документации (гарантиям) предприятия-изготовителя. Допустимую норму уноса включают в Ст ГЭС.

Не допускают эксплуатацию КРК с трещинами, сквозными отверстиями и механическими повреждениями конструктивных частей.

Для проведения технических обследований с целью выявления причин, вызывающих повреждения КРК и ее частей, следует привлекать специализированные организации, имеющие соответствующий опыт работы. Для устранения дефектов следует привлекать заводы-изготовители и использовать технологии, рекомендованные этими заводами.

Осмотры, освидетельствования и технические обследования металлических облицовок спиральной камеры и отсасывающей трубы производят при осушенной проточной части.

Осмотру подлежат поверхности металлических облицовок, пробки, заглушки, штуцера, ниппели отводящих и подводящих импульсных трубопроводов, водозаборы, сливные приемки, люки, лаз в камеру отъемного сегмента, сопряжения облицовки с закладными частями турбины, затворов и облицовки оголовков разделительных бычков. Порядок осмотра соответствует порядку, рекомендованному для осмотра КРК.

При осмотре выявляют также участки повреждений в сопряжении с облицовкой закладных трубопроводов и других конструкций.

Оценку состояния трубопроводов, примыкающих к облицовке, производят на основе материалов их внешнего осмотра, а также по результатам продувки, спрессовывания и простукивания.

#### **9.4 Методы определения остаточного ресурса**

Оценка технического состояния гидрогенераторов производится по совокупности фактических данных о параметрах (показателях) его элементов и конструктивных узлов путем сопоставления их с нормативными требованиями и базовыми (исходными) данными о заведомо исправном состоянии таких узлов и оборудования в целом, по динамике изменений показателей в процессе эксплуатации. Оценка учитывает данные о предшествовавшей работе

рассматриваемого оборудования и данные о работе аналогичных видов оборудования (показателей надежности, аварийных повреждений, дефектов, выявленных и устраненных при ремонтах, результатов предшествующих испытаний).

В зависимости от технического состояния и с учетом требований нормативных документов продление эксплуатации сооружения осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния (остаточный ресурс) или на определенный период (поэтапное продление срока эксплуатации) в пределах остаточного ресурса, но не более чем на 8 лет.

Остаточный ресурс – суммарная наработка оборудования от момента проведения контроля его технического состояния, до перехода в предельное состояние.

### **9.5 Метод математических моделей**

Математические методы определения остаточного ресурса могут использоваться при соблюдении всех этих условий. Разработаны математические и статистические методы определения остаточного ресурса при малоцикловых нагрузках, по измерениям контролируемого параметра, а также остаточный ресурс составных частей машин и другие. Все это делается путем применения стандартизированных методик. Общая концепция математической модели такова, что для определения остаточного ресурса оборудования необходимо соблюдать ряд условий:

1. Необходимо знать определяющие параметры технического состояния (ПТС) оборудования.
2. Должно быть известно, по каким критериям определяется предельное состояние оборудования.
3. Должна быть возможность постоянно или периодически контролировать изменения значений ПТС.

Плюсом математических методов является отсутствие человеческого фактора при оценке остаточного ресурса. Существенный недостаток данного метода заключается в недостаточной точности при определенных обстоятельствах. Соблюсти все условия можно лишь в случаях, когда речь идет о техническом устройстве, предельное состояние которого наступает в результате коррозионных или иных деградиционных процессах материала. Если речь идет об образовании трещин и тому подобных дефектов (несплошностей), то остаточный ресурс в данном случае не представляется рассчитать с помощью математической модели, а его определение происходит с помощью метода экспертных оценок.

### 9.5.1 Метод экспертных оценок

Сущность данного метода заключается в проведении экспертами интуитивно-логического анализа проблемы с количественной оценкой суждений и обработкой результатов. Получаемое в результате обработки обобщенное мнение экспертов принимается как решение проблемы. Алгоритм экспертного обследования технических устройств (оборудования) заключается в следующем:

1. Анализ повреждений, установление механизма их возникновения определяющих параметр фактического технического состояния.

2. Анализ повреждений и параметров технического состояния, проводимого на основании полученных данных при рассмотрении технической документации, оперативной диагностики и экспертном обследовании, установление текущего технического состояния, уровня и механизмов повреждения, фактической нагруженности, необходимых для прогнозирования развития этого состояния, в соответствии с установленными закономерностями основных механизмов повреждения, до достижения параметров технического состояния значений, при которых техническое устройство переходит в предельное состояние.

3. Установление закономерностей изменения определяющих параметров технического состояния, предельных состояний и их критериев.

5. Обоснование вариантов решений о возможности дальнейшей эксплуатации технического устройства.

6. Заключение.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Бийского гидроузла на реке Бия, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 1352 и 1559 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана примерная установленная мощность, равная 230 МВт и среднемноголетняя выработка 991 млн кВт·ч. Далее установленная мощность была уточнена. Она равна 264 МВт.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- Максимальный: 43,7 м;
- расчетный: 35,0 м;
- минимальный: 33,3 м.

При выборе турбин рассматривалось пять вариантов ПЛ50-В, ПЛД50-В60°, ПЛ60-В, ПЛД60-В60° и РО45-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО45-В-560.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1160/180-72 с номинальной активной мощностью 88 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). ОРУ 220 кВ - "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-4000/10/6 УЗ, для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС - 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- Левобережная глухая бетонная плотина – 180,00 м;
- Водосбросная бетонная плотина гравитационного типа с донными водосбросами – 30,00 м + 15,00 м;
- Глухая плотина, сопрягающая водосливную и станционную части - 15,00 м;



- Станционная бетонная плотина – 45,00 м;
- Правобережная глухая бетонная плотина – 207 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 37,40 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 410,50 м;
- число водосливных отверстий -2;
- ширина водосливных отверстий в свету - 12 м;
- отметка гребня – 462,4,00 м;
- ширина гребня – 18,50 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 (нормативное значение для сооружений II класса - 1,32). Таким образом, плотина Бийского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 11 лет, 5 месяцев;
- себестоимость - 0,29 руб/кВт ш
- удельные капиталовложения – 72185,61 руб./кВт.

Таким образом, строительство Бийской ГЭС является обоснованным, в том числе, с точки зрения экономических показателей.

## 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. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» - Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. - Введ. 30.07.2012 - Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро, 2012. - 307 с.
5. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научнопроизводственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». - Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. - Введ. 01.07.1985 - Москва : Стандартинформ, 2008. - 8 с.
7. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. - Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 - Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. - 4 с.
8. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : Машиностроение, 1973. - 248 с.
9. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
10. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. - Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] - Москва : Энергоатомиздат, 1990. - 336 с.
11. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.- Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. - 617с.
12. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. - Ленинград : ЛГТУ, 1991. - 80 с.
13. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. - Красноярск : СФУ, 2007. - 232 с.
14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.

Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.

15. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». - Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

16. Каталог «Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // ООО «Электронмаш-Инжиниринг». - Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/>.

17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. - 314 с.

18. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. - Введ. 16.09.2014 - Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 - 78 с.

19. 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.

20. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартиформ, 2008. - 15 с.

21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. - Москва : Стандартиформ, 2008. - 6 с.

22. Каталог «КРУЭ» [Электронный ресурс] // ООО «Энергомеханический завод». - Режим доступа: <http://www.energomeh.ru/>.

23. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». - Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>.

24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. - Москва : ДЕАН, 2013. - 706 с.

25. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». - Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>. 27. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения

26. 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». - Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.

27. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». - Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

28. 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.

29. Техническая политика ОАО «РусГидро» - 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро». - Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>.
30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2012. - 40 с.
31. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2011. - 112 с.
32. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. - Ленинград: Энергоиздат, 1982. - 672с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. - Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. - 280 с.
34. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
35. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. - Введ. 01.01.2013 - Москва : ОАО ЦПП, 2012. - 69 с.
36. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. - Введ. 20.05.2011 - Москва : ОАО ЦПП, 2011. - 111 с.
37. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
38. Распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
39. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
40. РД 153-34.0-03.301-00 - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
41. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
42. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

43. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
44. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
45. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
46. Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
47. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
48. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
49. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
50. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
51. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
52. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
53. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
54. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
55. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.
56. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». - Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru.su>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно–энергетические расчеты

Таблица А.1 - Гидрологический ряд расходов воды за период 1932-1981 гг на реке Бия

| Год                 | I   | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | Q <sub>ср</sub> | Q <sub>м</sub> | Q <sub>п</sub> |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----------------|----------------|----------------|
| 1932                | 105 | 164 | 300 | 370 | 698 | 581 | 509 | 431  | 330 | 282 | 141 | 104 | 335             | 204            | 518            |
| 1933                | 91  | 134 | 264 | 502 | 758 | 560 | 512 | 464  | 260 | 147 | 119 | 80  | 324             | 156            | 559            |
| 1934                | 97  | 141 | 272 | 327 | 695 | 588 | 509 | 470  | 321 | 256 | 141 | 96  | 326             | 189            | 518            |
| 1935                | 81  | 121 | 267 | 383 | 717 | 575 | 520 | 499  | 212 | 135 | 87  | 64  | 305             | 138            | 539            |
| 1936                | 88  | 130 | 264 | 312 | 714 | 588 | 526 | 489  | 327 | 205 | 134 | 83  | 322             | 176            | 526            |
| 1937                | 88  | 129 | 261 | 363 | 874 | 549 | 526 | 416  | 375 | 230 | 115 | 80  | 334             | 183            | 546            |
| 1938                | 94  | 134 | 267 | 540 | 865 | 578 | 492 | 443  | 444 | 321 | 141 | 87  | 367             | 213            | 584            |
| 1939                | 83  | 124 | 258 | 382 | 875 | 607 | 494 | 474  | 233 | 192 | 99  | 71  | 324             | 151            | 566            |
| 1940                | 90  | 126 | 272 | 424 | 725 | 608 | 469 | 454  | 323 | 244 | 141 | 93  | 331             | 184            | 536            |
| 1941                | 93  | 140 | 277 | 478 | 860 | 605 | 566 | 451  | 406 | 308 | 218 | 101 | 375             | 220            | 592            |
| 1942                | 90  | 122 | 265 | 344 | 846 | 568 | 559 | 422  | 330 | 224 | 119 | 83  | 331             | 176            | 548            |
| 1943                | 84  | 124 | 260 | 378 | 752 | 582 | 490 | 402  | 233 | 160 | 100 | 70  | 303             | 147            | 521            |
| 1944                | 84  | 126 | 258 | 384 | 760 | 578 | 586 | 414  | 312 | 192 | 110 | 76  | 323             | 165            | 544            |
| 1945                | 76  | 126 | 247 | 480 | 846 | 579 | 509 | 439  | 189 | 128 | 77  | 62  | 313             | 129            | 571            |
| 1946                | 98  | 166 | 318 | 440 | 850 | 593 | 523 | 431  | 450 | 450 | 262 | 159 | 395             | 272            | 567            |
| 1947                | 88  | 134 | 264 | 424 | 867 | 591 | 510 | 433  | 382 | 237 | 131 | 83  | 345             | 188            | 565            |
| 1948                | 81  | 121 | 258 | 424 | 847 | 560 | 508 | 457  | 240 | 186 | 90  | 64  | 320             | 149            | 559            |
| 1949                | 84  | 125 | 258 | 414 | 699 | 620 | 526 | 429  | 279 | 172 | 99  | 71  | 315             | 155            | 538            |
| 1950                | 84  | 126 | 261 | 410 | 803 | 682 | 434 | 385  | 312 | 160 | 104 | 71  | 319             | 160            | 543            |
| 1951                | 75  | 116 | 254 | 414 | 804 | 631 | 509 | 443  | 237 | 124 | 77  | 60  | 312             | 135            | 560            |
| 1952                | 86  | 128 | 264 | 416 | 840 | 622 | 510 | 433  | 337 | 167 | 107 | 73  | 332             | 166            | 564            |
| 1953                | 80  | 121 | 258 | 452 | 858 | 641 | 450 | 392  | 228 | 140 | 92  | 67  | 315             | 141            | 559            |
| 1954                | 81  | 158 | 260 | 346 | 738 | 652 | 479 | 462  | 262 | 247 | 112 | 78  | 323             | 171            | 535            |
| 1955                | 68  | 112 | 267 | 402 | 841 | 692 | 559 | 457  | 385 | 259 | 127 | 87  | 355             | 186            | 590            |
| 1956                | 83  | 126 | 258 | 414 | 895 | 623 | 529 | 432  | 277 | 217 | 96  | 74  | 335             | 162            | 579            |
| 1957                | 95  | 153 | 289 | 480 | 895 | 628 | 501 | 423  | 344 | 260 | 121 | 88  | 356             | 193            | 585            |
| 1958                | 76  | 147 | 283 | 390 | 852 | 590 | 512 | 432  | 466 | 272 | 163 | 109 | 358             | 217            | 555            |
| 1959                | 89  | 133 | 265 | 469 | 823 | 679 | 524 | 419  | 322 | 194 | 113 | 96  | 344             | 173            | 583            |
| 1960                | 94  | 137 | 287 | 383 | 850 | 688 | 632 | 418  | 396 | 230 | 133 | 79  | 361             | 194            | 594            |
| 1961                | 92  | 179 | 331 | 537 | 850 | 698 | 611 | 407  | 405 | 331 | 170 | 160 | 398             | 238            | 621            |
| 1962                | 84  | 124 | 260 | 378 | 762 | 602 | 490 | 402  | 203 | 160 | 100 | 70  | 330             | 153            | 579            |
| 1963                | 72  | 124 | 258 | 337 | 733 | 559 | 430 | 404  | 231 | 160 | 150 | 84  | 295             | 154            | 493            |
| 1964                | 77  | 124 | 261 | 363 | 814 | 626 | 430 | 433  | 208 | 134 | 106 | 74  | 304             | 141            | 533            |
| 1965                | 91  | 160 | 294 | 395 | 739 | 588 | 459 | 387  | 298 | 275 | 178 | 172 | 336             | 210            | 514            |
| 1966                | 91  | 124 | 309 | 420 | 830 | 632 | 556 | 421  | 267 | 175 | 111 | 80  | 336             | 172            | 566            |
| 1967                | 91  | 141 | 272 | 433 | 900 | 658 | 477 | 417  | 300 | 278 | 130 | 89  | 349             | 186            | 577            |
| 1968                | 77  | 149 | 262 | 421 | 824 | 697 | 498 | 431  | 196 | 140 | 101 | 76  | 323             | 143            | 574            |
| 1969                | 90  | 132 | 282 | 401 | 835 | 607 | 520 | 486  | 409 | 331 | 176 | 122 | 366             | 220            | 570            |
| 1970                | 77  | 129 | 282 | 413 | 818 | 647 | 512 | 428  | 358 | 285 | 140 | 83  | 348             | 193            | 564            |
| 1971                | 95  | 129 | 321 | 416 | 822 | 626 | 550 | 417  | 278 | 182 | 115 | 83  | 336             | 172            | 566            |
| 1972                | 81  | 124 | 272 | 446 | 754 | 641 | 525 | 405  | 292 | 192 | 103 | 77  | 326             | 163            | 554            |
| 1973                | 89  | 132 | 264 | 485 | 842 | 688 | 661 | 401  | 311 | 192 | 119 | 84  | 356             | 170            | 615            |
| 1974                | 78  | 118 | 285 | 452 | 844 | 608 | 492 | 305  | 185 | 129 | 76  | 61  | 303             | 133            | 540            |
| 1975                | 76  | 118 | 254 | 382 | 842 | 688 | 429 | 421  | 235 | 221 | 120 | 58  | 320             | 155            | 552            |
| 1976                | 93  | 153 | 283 | 370 | 762 | 690 | 333 | 344  | 302 | 300 | 131 | 90  | 321             | 193            | 500            |
| 1977                | 95  | 156 | 287 | 510 | 801 | 688 | 528 | 430  | 290 | 288 | 164 | 106 | 362             | 198            | 591            |
| 1978                | 92  | 145 | 280 | 473 | 847 | 533 | 404 | 320  | 175 | 153 | 103 | 92  | 301             | 149            | 515            |
| 1979                | 92  | 139 | 276 | 483 | 829 | 699 | 375 | 401  | 324 | 244 | 196 | 90  | 346             | 194            | 557            |
| 1980                | 96  | 139 | 269 | 362 | 784 | 635 | 449 | 369  | 296 | 179 | 118 | 75  | 314             | 167            | 520            |
| 1981                | 88  | 128 | 269 | 425 | 795 | 459 | 361 | 309  | 272 | 175 | 88  | 80  | 287             | 157            | 470            |
| Q <sub>ср мес</sub> | 86  | 134 | 272 | 417 | 812 | 619 | 501 | 422  | 302 | 217 | 126 | 87  | 333             |                |                |

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Водно-энергетический расчёт по маловодному году, 1 итерация

| месяц | Q <sub>быт</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>пот</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>пол</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>вхк</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>вдх</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>хс</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>ГЭС</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Объем водохранилища                  |                       |                                      | Уровни                            |                                   |                                    |                     | Н <sub>гэс</sub> , м | N <sub>гэс</sub> , МВт | N <sub>гпр</sub> , МВт |
|-------|---|---|---|-------------------------------------|---|---|-------------------------------------|---|--------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
|       |   |   |   |                                     |   |   |                                     |   | V <sub>нач</sub> ,<br>м <sup>3</sup> | ΔV,<br>м <sup>3</sup> | V <sub>кон</sub> ,<br>м <sup>3</sup> | Z <sub>вбв</sub> <sup>н</sup> , м | Z <sub>вбв</sub> <sup>к</sup> , м | Z <sub>вбв</sub> <sup>сп</sup> , м | Z <sub>нб</sub> , м |                      |                        |                        |
| 11    | 101                                     | 4                                       | 97                                      | 435                                 | 200                                     | 335                                     | 0                                   | 432                                     | 9,00                                 | 0,87                  | 8,13                                 | 460,00                            | 460,00                            | 460,00                             | 419,47              | 40,14                | 153                    | 153                    |
| 12    | 80                                      | 10                                      | 70                                      | 626                                 | 200                                     | 553                                     | 0                                   | 623                                     | 8,13                                 | 1,43                  | 6,70                                 | 460,00                            | 459,54                            | 459,77                             | 421,09              | 38,28                | 210                    | 210                    |
| 1     | 96                                      | 10                                      | 86                                      | 642                                 | 200                                     | 553                                     | 0                                   | 639                                     | 6,70                                 | 1,43                  | 5,26                                 | 459,54                            | 458,49                            | 459,01                             | 421,21              | 37,40                | 210                    | 210                    |
| 2     | 141                                     | 10                                      | 131                                     | 467                                 | 200                                     | 333                                     | 0                                   | 464                                     | 5,26                                 | 0,86                  | 4,40                                 | 458,49                            | 456,77                            | 457,63                             | 419,75              | 37,48                | 153                    | 153                    |
| 3     | 258                                     | 10                                      | 248                                     | 200                                 | 200                                     | -51                                     | 0                                   | 197                                     | 4,40                                 | -0,13                 | 4,53                                 | 456,77                            | 455,18                            | 455,98                             | 417,19              | 38,39                | 67                     |                        |
| 4     | 394                                     | 4                                       | 390                                     | 200                                 | 200                                     | -193                                    | 0                                   | 197                                     | 4,53                                 | -0,50                 | 5,03                                 | 455,18                            | 455,46                            | 455,32                             | 417,18              | 37,74                | 65                     |                        |
| 5     | 762                                     | -4                                      | 766                                     | 200                                 | 200                                     | -569                                    | 0                                   | 197                                     | 5,03                                 | -1,47                 | 6,51                                 | 455,46                            | 456,40                            | 455,93                             | 416,76              | 38,77                | 67                     |                        |
| 6     | 602                                     | -8                                      | 610                                     | 200                                 | 200                                     | -413                                    | 0                                   | 197                                     | 6,51                                 | -1,07                 | 7,58                                 | 456,40                            | 458,31                            | 457,36                             | 416,76              | 40,19                | 70                     |                        |
| 7     | 495                                     | 6                                       | 489                                     | 200                                 | 200                                     | -292                                    | 0                                   | 197                                     | 7,58                                 | -0,76                 | 8,34                                 | 458,31                            | 459,19                            | 458,75                             | 416,76              | 41,59                | 72                     |                        |
| 8     | 402                                     | 5                                       | 397                                     | 200                                 | 200                                     | -200                                    | 0                                   | 197                                     | 8,34                                 | -0,52                 | 8,85                                 | 459,19                            | 459,65                            | 459,42                             | 416,76              | 42,26                | 73                     |                        |
| 9     | 203                                     | 5                                       | 198                                     | 200                                 | 200                                     | -1                                      | 0                                   | 197                                     | 8,85                                 | 0,00                  | 8,86                                 | 459,65                            | 459,93                            | 459,79                             | 416,76              | 42,63                | 74                     |                        |
| 10    | 108                                     | 4                                       | 104                                     | 200                                 | 200                                     | 93                                      | 0                                   | 197                                     | 8,86                                 | 0,24                  | 8,62                                 | 459,93                            | 459,93                            | 459,93                             | 416,76              | 42,77                | 74                     |                        |

Таблица А.3 - Водно-энергетический расчёт по маловодному году, 2 итерация

| месяц | Q <sub>быт</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>пот</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>пол</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>вхк</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>вдх</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /с | Q <sub>хс</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>ГЭС</sub> | Объем водохранилища               |                    |                                   | Уровни                            |                                   |                                    |                     | Н <sub>гэс</sub> , м | N <sub>гэс</sub> , МВт | N <sub>гпр</sub> , МВт |
|-------|---|---|---|-------------------------------------|---|---|-------------------------------------|------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
|       |   |   |   |                                     |   |   |                                     |                  | V <sub>нач</sub> , м <sup>3</sup> | ΔV, м <sup>3</sup> | V <sub>кон</sub> , м <sup>3</sup> | Z <sub>вбв</sub> <sup>н</sup> , м | Z <sub>вбв</sub> <sup>к</sup> , м | Z <sub>вбв</sub> <sup>сп</sup> , м | Z <sub>нб</sub> , м |                      |                        |                        |
| 11    | 101                                     | 4                                       | 97                                      | 407                                 | 200                                     | 307                                     | 0                                   | 404              | 9,00                              | 0,80               | 8,20                              | 460,00                            | 460,00                            | 460,00                             | 419,21              | 40,39                | 144                    | 144                    |
| 12    | 80                                      | 10                                      | 70                                      | 588                                 | 200                                     | 515                                     | 0                                   | 585              | 8,20                              | 1,33               | 6,87                              | 460,00                            | 459,58                            | 459,79                             | 420,78              | 39,01                | 201                    | 201                    |
| 1     | 96                                      | 10                                      | 86                                      | 600                                 | 200                                     | 511                                     | 0                                   | 597              | 6,87                              | 1,32               | 5,54                              | 459,58                            | 458,52                            | 459,05                             | 420,88              | 38,17                | 201                    | 201                    |
| 2     | 141                                     | 10                                      | 131                                     | 427                                 | 200                                     | 293                                     | 0                                   | 424              | 5,54                              | 0,76               | 4,79                              | 458,52                            | 457,06                            | 457,79                             | 419,39              | 38,40                | 143                    | 143                    |
| 3     | 258                                     | 10                                      | 248                                     | 200                                 | 200                                     | -51                                     | 0                                   | 197              | 4,79                              | -0,13              | 4,92                              | 457,06                            | 455,84                            | 456,45                             | 417,19              | 39,26                | 68                     |                        |
| 4     | 394                                     | 4                                       | 390                                     | 200                                 | 200                                     | -193                                    | 0                                   | 197              | 4,92                              | -0,50              | 5,42                              | 455,84                            | 456,08                            | 455,96                             | 417,18              | 38,78                | 67                     |                        |
| 5     | 762                                     | -4                                      | 766                                     | 200                                 | 200                                     | -569                                    | 0                                   | 197              | 5,42                              | -1,47              | 6,89                              | 456,08                            | 456,88                            | 456,48                             | 416,76              | 39,72                | 69                     |                        |
| 6     | 602                                     | -8                                      | 610                                     | 200                                 | 200                                     | -413                                    | 0                                   | 197              | 6,89                              | -1,07              | 7,96                              | 456,88                            | 458,54                            | 457,71                             | 416,76              | 40,95                | 71                     |                        |
| 7     | 495                                     | 6                                       | 489                                     | 200                                 | 200                                     | -292                                    | 0                                   | 197              | 7,96                              | -0,76              | 8,72                              | 458,54                            | 459,31                            | 458,93                             | 416,76              | 42,17                | 73                     |                        |
| 8     | 402                                     | 5                                       | 397                                     | 200                                 | 200                                     | -200                                    | 0                                   | 197              | 8,72                              | -0,52              | 9,24                              | 459,31                            | 459,74                            | 459,53                             | 416,76              | 42,77                | 74                     |                        |
| 9     | 203                                     | 5                                       | 198                                     | 200                                 | 200                                     | -1                                      | 0                                   | 197              | 9,24                              | 0,00               | 9,24                              | 459,74                            | 459,99                            | 459,87                             | 416,76              | 43,11                | 75                     |                        |
| 10    | 108                                     | 4                                       | 104                                     | 200                                 | 200                                     | 93                                      | 0                                   | 197              | 9,24                              | 0,24               | 9,00                              | 459,99                            | 460,00                            | 460,00                             | 416,76              | 43,24                | 75                     |                        |

Продолжение приложения А

Таблица А.4 - Водно-энергетический расчёт по средневодному году

| месяц | Q <sub>быт</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>пог</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>пол</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>нб</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>вхк</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>вдх</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>хс</sub> ,<br>м³/с | Q <sub>ГЭС</sub> ,<br>м³/с | Объем<br>водохранилища   |           |                          | Уровни                           |                                  |                                   |                     | Н <sub>гэс</sub> , м | N <sub>гэс</sub> ,<br>МВт | N <sub>гпр</sub> ,<br>МВт | Э <sub>гэс</sub> ,<br>млнкВт |
|-------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|-----------|--------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------------|
|       |                            |                            |                            |                           |                            |                            |                           |                            | V <sub>нач</sub> ,<br>м³ | ΔV,<br>м³ | V <sub>кон</sub> ,<br>м³ | Z <sub>ВВ</sub> <sup>н</sup> , м | Z <sub>ВВ</sub> <sup>к</sup> , м | Z <sub>ВВ</sub> <sup>сп</sup> , м | Z <sub>НБ</sub> , м |                      |                           |                           |                              |
| 11    | 113                        | 4                          | 109                        | 412                       | 220                        | 300                        | 0                         | 409                        | 9,00                     | 0,78      | 8,22                     | 460,00                           | 460,00                           | 460,00                            | 419,45              | 40,05                | 144                       | 144                       | 104                          |
| 12    | 83                         | 11                         | 72                         | 603                       | 220                        | 527                        | 0                         | 599                        | 8,22                     | 1,37      | 6,86                     | 460,00                           | 459,59                           | 459,80                            | 421,26              | 38,04                | 201                       | 201                       | 149                          |
| 1     | 97                         | 11                         | 86                         | 615                       | 220                        | 526                        | 0                         | 612                        | 6,86                     | 1,36      | 5,49                     | 459,59                           | 458,63                           | 459,11                            | 421,37              | 37,24                | 201                       | 201                       | 149                          |
| 2     | 149                        | 11                         | 138                        | 439                       | 220                        | 298                        | 0                         | 436                        | 5,49                     | 0,77      | 4,72                     | 458,63                           | 457,11                           | 457,87                            | 419,72              | 37,65                | 144                       | 144                       | 107                          |
| 3     | 321                        | 11                         | 310                        | 250                       | 220                        | -63                        | 0                         | 247                        | 4,72                     | -0,16     | 4,88                     | 457,11                           | 455,84                           | 456,47                            | 417,73              | 38,24                | 83                        |                           | 56                           |
| 4     | 416                        | 4                          | 412                        | 155                       | 220                        | -260                       | 0                         | 152                        | 4,88                     | -0,67     | 5,56                     | 455,84                           | 456,14                           | 455,99                            | 416,63              | 38,86                | 52                        |                           | 39                           |
| 5     | 822                        | -5                         | 827                        | 330                       | 220                        | -500                       | 0                         | 327                        | 5,56                     | -1,30     | 6,85                     | 456,14                           | 457,20                           | 456,67                            | 417,88              | 38,29                | 110                       |                           | 79                           |
| 6     | 626                        | -9                         | 635                        | 238                       | 220                        | -400                       | 0                         | 235                        | 6,85                     | -1,04     | 7,89                     | 457,20                           | 458,63                           | 457,92                            | 417,05              | 40,37                | 84                        |                           | 62                           |
| 7     | 550                        | 6                          | 544                        | 147                       | 220                        | -400                       | 0                         | 144                        | 7,89                     | -1,04     | 8,93                     | 458,63                           | 459,39                           | 459,01                            | 416,18              | 42,33                | 54                        |                           | 39                           |
| 8     | 417                        | 6                          | 411                        | 394                       | 220                        | -20                        | 0                         | 391                        | 8,93                     | -0,05     | 8,98                     | 459,39                           | 459,97                           | 459,68                            | 418,44              | 40,74                | 140                       |                           | 104                          |
| 9     | 278                        | 5                          | 273                        | 268                       | 220                        | -8                         | 0                         | 265                        | 8,98                     | -0,02     | 9,00                     | 459,97                           | 459,99                           | 459,98                            | 417,33              | 42,16                | 98                        |                           | 73                           |
| 10    | 110                        | 4                          | 106                        | 109                       | 220                        | 0                          | 0                         | 106                        | 9,00                     | 0,00      | 9,00                     | 459,99                           | 460,00                           | 460,00                            | 415,81              | 43,69                | 41                        |                           | 29                           |



## Окончание приложения А

Таблица А.5 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

| №  | P  | Q <sub>ср год</sub> | Год  | Q <sub>ср меж</sub> | Год  | Q <sub>ср пол</sub> | Год  |
|----|----|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|
| 1  | 1  | 398                 | 1961 | 272                 | 1946 | 621                 | 1961 |
| 2  | 3  | 395                 | 1946 | 238                 | 1961 | 615                 | 1973 |
| 3  | 5  | 375                 | 1941 | 220                 | 1941 | 594                 | 1960 |
| 4  | 7  | 367                 | 1938 | 220                 | 1969 | 592                 | 1941 |
| 5  | 9  | 366                 | 1969 | 217                 | 1958 | 591                 | 1977 |
| 6  | 11 | 362                 | 1977 | 213                 | 1938 | 590                 | 1955 |
| 7  | 13 | 361                 | 1960 | 210                 | 1965 | 585                 | 1957 |
| 8  | 15 | 358                 | 1958 | 204                 | 1932 | 584                 | 1938 |
| 9  | 17 | 356                 | 1957 | 198                 | 1977 | 583                 | 1959 |
| 10 | 19 | 356                 | 1973 | 194                 | 1979 | 579                 | 1956 |
| 11 | 21 | 355                 | 1955 | 194                 | 1960 | 579                 | 1962 |
| 12 | 23 | 349                 | 1967 | 193                 | 1970 | 577                 | 1967 |
| 13 | 25 | 348                 | 1970 | 193                 | 1976 | 574                 | 1968 |
| 14 | 27 | 346                 | 1979 | 193                 | 1957 | 571                 | 1945 |
| 15 | 29 | 345                 | 1947 | 189                 | 1934 | 570                 | 1969 |
| 16 | 31 | 344                 | 1959 | 188                 | 1947 | 567                 | 1946 |
| 17 | 33 | 336                 | 1965 | 186                 | 1955 | 566                 | 1939 |
| 18 | 35 | 336                 | 1971 | 186                 | 1967 | 566                 | 1971 |
| 19 | 37 | 335                 | 1956 | 184                 | 1940 | 565                 | 1947 |
| 20 | 39 | 335                 | 1932 | 183                 | 1937 | 564                 | 1952 |
| 21 | 41 | 334                 | 1937 | 176                 | 1942 | 564                 | 1970 |
| 22 | 43 | 332                 | 1952 | 176                 | 1936 | 563                 | 1966 |
| 23 | 45 | 331                 | 1942 | 173                 | 1959 | 560                 | 1951 |
| 24 | 47 | 331                 | 1940 | 172                 | 1971 | 559                 | 1933 |
| 25 | 49 | 330                 | 1966 | 171                 | 1954 | 559                 | 1948 |
| 26 | 51 | 330                 | 1962 | 170                 | 1973 | 559                 | 1953 |
| 27 | 53 | 326                 | 1934 | 167                 | 1980 | 557                 | 1979 |
| 28 | 55 | 326                 | 1972 | 166                 | 1952 | 555                 | 1958 |
| 29 | 57 | 324                 | 1939 | 165                 | 1944 | 554                 | 1972 |
| 30 | 59 | 324                 | 1933 | 164                 | 1966 | 552                 | 1975 |
| 31 | 61 | 323                 | 1944 | 163                 | 1972 | 548                 | 1942 |
| 32 | 63 | 323                 | 1954 | 162                 | 1956 | 546                 | 1937 |
| 33 | 65 | 323                 | 1968 | 160                 | 1950 | 544                 | 1944 |
| 34 | 67 | 322                 | 1936 | 157                 | 1981 | 543                 | 1950 |
| 35 | 69 | 321                 | 1976 | 156                 | 1933 | 540                 | 1974 |
| 36 | 71 | 320                 | 1975 | 155                 | 1949 | 539                 | 1935 |
| 37 | 73 | 320                 | 1948 | 155                 | 1975 | 538                 | 1949 |
| 38 | 75 | 319                 | 1950 | 154                 | 1963 | 536                 | 1940 |
| 39 | 77 | 315                 | 1953 | 153                 | 1962 | 535                 | 1954 |
| 40 | 79 | 315                 | 1949 | 151                 | 1939 | 533                 | 1964 |
| 41 | 81 | 314                 | 1980 | 149                 | 1948 | 526                 | 1936 |
| 42 | 83 | 313                 | 1945 | 149                 | 1978 | 521                 | 1943 |
| 43 | 85 | 312                 | 1951 | 147                 | 1943 | 520                 | 1980 |
| 44 | 87 | 305                 | 1935 | 143                 | 1968 | 518                 | 1932 |
| 45 | 89 | 304                 | 1964 | 141                 | 1953 | 518                 | 1934 |
| 46 | 90 | 303                 | 1943 | 141                 | 1964 | 515                 | 1978 |
| 47 | 93 | 303                 | 1974 | 138                 | 1935 | 514                 | 1965 |
| 48 | 95 | 301                 | 1978 | 135                 | 1951 | 500                 | 1976 |
| 49 | 97 | 295                 | 1963 | 133                 | 1974 | 493                 | 1963 |
| 50 | 99 | 287                 | 1981 | 129                 | 1945 | 470                 | 1981 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

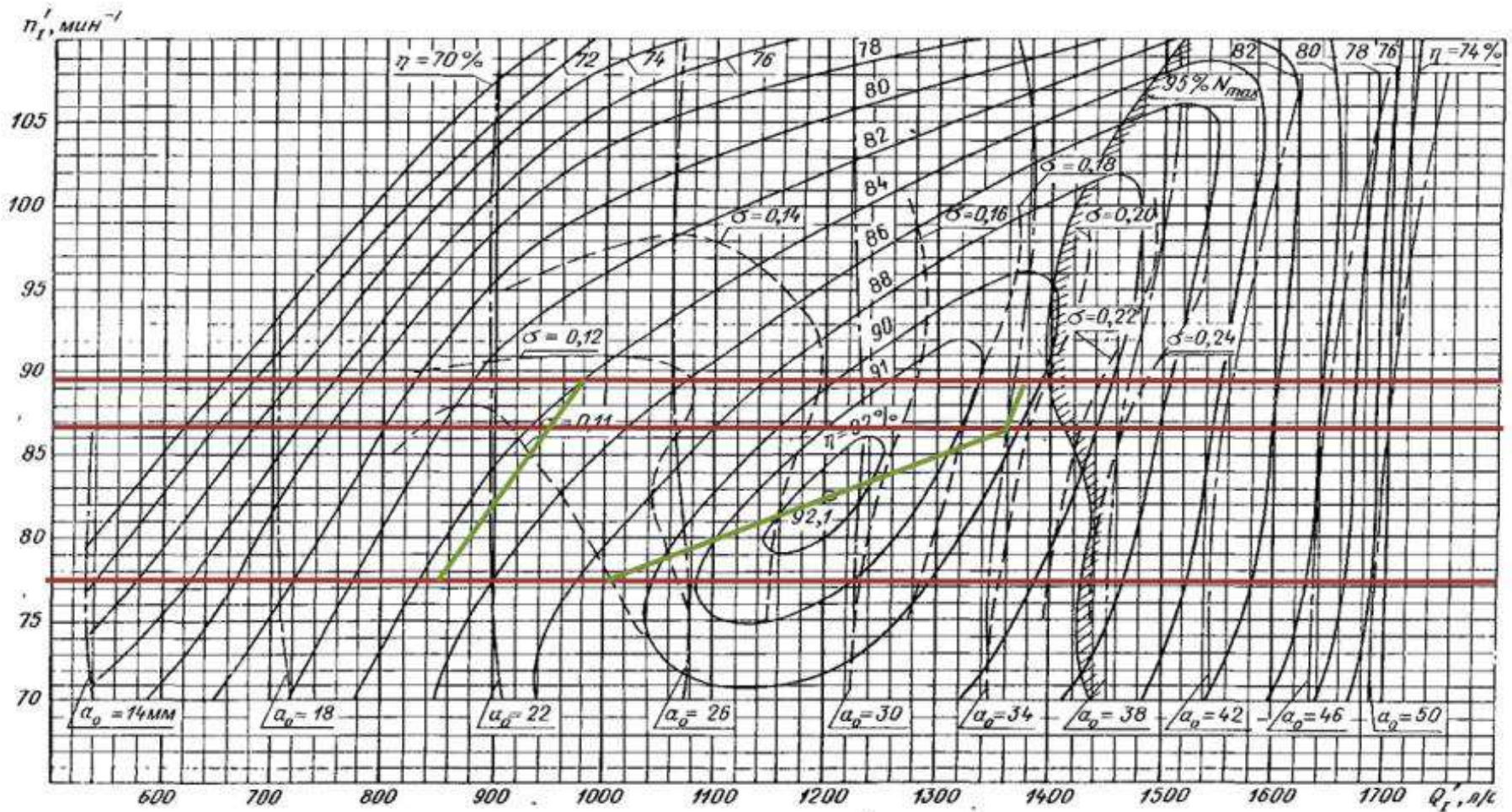


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика PO45-B

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

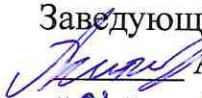
### Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 - Уставки защит

| Защиты   |                 | Уставки  |                       |                           |         |
|--|-----------------|--|-----------------------|---------------------------|---------|
| Наименование   | Обозначение     | Наименование                                   | Относительные единицы | Именованные единицы       |         |
| Диф. защита продольная   | IΔG             | Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>            | 0,15 · I <sub>Н</sub> | 0,66 А                    |         |
|  |                 | Коэффициент торможения, K <sub>Т</sub>         | 0,30                  | -                         |         |
|  |                 | Уставка начального торможения, I <sub>НТ</sub> | 0,50 · I <sub>Н</sub> | 2,19 А                    |         |
|  |                 | Тормозной ток, В                               | 1,50 · I <sub>Н</sub> | 6,57 А                    |         |
| ЗЗГ  | U <sub>0</sub>  | t <sub>1</sub>                                 | U <sub>01G</sub>      | -                         | 5 В     |
|  |                 | t <sub>2</sub>                                 | U <sub>0G</sub>       | -                         | 15 В    |
|  | U <sub>03</sub> | Коэффициент торможения, K <sub>Т</sub>         | 1,10                  | -                         |         |
| ЗПН  | U >             | 2ступень                                       | U <sub>ср2</sub>      | 1,40 · U <sub>Н</sub>     | 140 В   |
|  |                 | 1 ступень                                      | U <sub>ср1</sub>      | 1,20 · U <sub>Н</sub>     | 120 В   |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I <sub>2</sub>  | СО   | I <sub>2СИГН</sub>    | 0,07 · I <sub>Н</sub>     | 0,31 А  |
|  |                 | ПО   | I <sub>2ПУСК</sub>    | 0,15 · I <sub>Н</sub>     | 0,66 А  |
|  |                 | ОТС I  | I <sub>2с.з.</sub>    | 0,196 · I <sub>Н</sub>    | 0,86 А  |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок                               | I <sub>1</sub>  | СО   | I <sub>СИГН</sub>     | 1,07 · I <sub>Н</sub>     | 4,69 А  |
|  |                 | ПО   | I <sub>1ПУСК</sub>    | 1,10 · I <sub>Н</sub>     | 4,82 А  |
|  |                 | ОТС  | I <sub>1ОТС</sub>     | 1,53 · I <sub>Н</sub>     | 6,70 А  |
| ДЗ   | Z <             | 1 ступень                                      | Z <sub>I</sub>        | 0,104                     | 1,31 Ом |
|  |                 | 2 ступень                                      | Z <sub>II</sub>       | 0,340                     | 4,50 Ом |
| Защита ротора от перегрузки  | I <sub>р</sub>  | СО   | I <sub>р СИГН.</sub>  | 1,07 · I <sub>НОМ.Р</sub> | 2,87 А  |
|  |                 | ПО   | I <sub>р ПУСК.</sub>  | 1,10 · I <sub>НОМ.Р</sub> | 2,95 А  |
|  |                 | Отсечка  | I <sub>р ПУСК.</sub>  | 2,24 · I <sub>НОМ.Р</sub> | 6,00 А  |

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
«02» «07» 2020 г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БИЯ. ОЦЕНКА  
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ  
УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ

Руководитель

  
подпись, дата

доцент кафедры ГГЭЭС  
должность

Татарников В.И.  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Мусихина В.А.  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Бийской ГЭС на реке Бия. Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Водно - энергетические расчёты

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

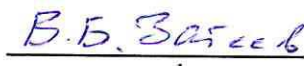
Релейная защита и автоматика

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Технико - экономическое  
обоснование

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия