

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ инициалы, фамилия  
подпись.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТУНГИР.  
САМОЗАПУСК ДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ  
тема

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

канд. техн. наук,  
заведующий кафедрой ГГЭЭС  
Саяно-Шушенского филиала СФУ \_\_\_\_\_  
должность

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.Ю. Антипина  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тунгирской ГЭС на реке Тунгир. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанции».

Консультанты по разделам:

**Водно-энергетические расчёты**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Основное и вспомогательное оборудование**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Электрическая часть**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Релейная защита и автоматика**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Компоновка и сооружения гидроузла**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Пожарная безопасность. Охрана труда**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Охрана окружающей среды**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Технико-экономическое обоснование**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

**Нормоконтролер**

подпись, дата                      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Сокращенный паспорт Тунгирской ГЭС .....  | 7  |
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 9  |
| 1. Общие сведения .....   | 10 |
| 1.1. Природные условия .....  | 10 |
| 1.1.1. Климат .....   | 10 |
| 1.1.2. Гидрологические данные .....   | 10 |
| 1.1.3. Сейсмические данные по району гидроузла .....  | 11 |
| 1.1.4. Инженерно-геологические условия .....  | 11 |
| 1.2. Энергохарактеристика района .....  | 11 |
| 1.3. Аналоги проектируемого гидроузла .....   | 11 |
| 2. Водно-энергетические расчёты .....   | 12 |
| 2.1. Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы .....  | 12 |
| 2.2. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....   | 12 |
| 2.3. Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока .....                      | 13 |
| 2.4. Водно-энергетический расчёт .....  | 15 |
| 2.5. Расчёты режима работы ГЭС в маловодном году .....  | 16 |
| 2.6. Определение установленной мощности ГЭС .....   | 17 |
| 2.7. Расчёты режима работы ГЭС в средневодном году .....  | 18 |
| 2.8. Баланс мощности .....  | 18 |
| 2.9. Построение режимного поля .....  | 19 |
| 3. Основное и вспомогательное оборудование .....  | 21 |
| 3.1. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....   | 21 |
| 3.1.1. Выбор системы и типа генератора .....  | 21 |
| 3.1.2. Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....  | 21 |
| 3.2. Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....   | 24 |
| 3.3. Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части ..... | 25 |
| 3.4. Выбор серийного типа генератора .....  | 28 |
| 3.5. Расчёт вала на прочность .....   | 28 |
| 3.6. Расчёт подшипника .....  | 29 |
| 3.7. Выбор типа маслонапорной установки .....   | 31 |
| 3.8. Выбор электрогидравлического регулятора .....  | 31 |
| 4. Электрическая часть .....  | 32 |
| 4.1. Выбор структурной схемы ГЭС .....  | 32 |
| 4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....   | 32 |
| 4.2.1. Выбор синхронных генераторов .....   | 32 |
| 4.2.2. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....  | 32 |
| 4.2.3. Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком .....  | 33 |
| 4.2.4. Выбор трансформатора собственных нужд .....  | 34 |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 4.3.     | Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов ВЛ.....   | 34 |
| 4.4.     | Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР .....  | 35 |
| 4.5.     | Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....  | 37 |
| 4.6.     | Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов.....   | 37 |
| 4.6.1.   | Расчёт исходных данных .....  | 37 |
| 4.6.2.   | Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» ..... | 38 |
| 4.7.     | Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов ....  | 38 |
| 4.8.     | Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....   | 39 |
| 4.8.1.   | Выбор выключателей и разъединителей .....   | 39 |
| 4.8.2.   | Выбор трансформаторов тока и напряжения .....   | 39 |
| 4.8.3.   | Выбор синхронизаторов и анализаторов сети.....  | 39 |
| 4.9.     | Выбор параметров КРУЭ.....  | 40 |
| 5.       | Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем  | 41 |
| 5.1.     | Технические данные защищаемого оборудования .....   | 41 |
| 5.2.     | Перечень защит основного оборудования .....   | 41 |
| 5.3.     | Расчёт номинальных токов.....   | 42 |
| 5.4.     | Описание защит и расчёт их уставок .....  | 43 |
| 5.4.1.   | Продольная дифференциальная защита .....  | 43 |
| 5.4.2.   | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....  | 45 |
| 5.4.3.   | Защита от повышения напряжения .....  | 47 |
| 5.4.4.   | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....   | 48 |
| 5.4.5.   | Защита от симметричных перегрузок .....   | 50 |
| 5.4.6.   | Дистанционная защита генератора.....  | 52 |
| 5.4.7.   | Защита от перегрузки обмотки ротора.....  | 54 |
| 5.5.     | Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....   | 55 |
| 5.6.     | Таблица уставок и матрица отключений защит .....  | 56 |
| 6.       | Компоновка и сооружение гидроузла .....   | 57 |
| 6.1.     | Назначение класса ГТС.....  | 57 |
| 6.2.     | Проектирование сооружений напорного фронта.....   | 57 |
| 6.2.1.   | Определение отметки гребня плотины .....  | 57 |
| 6.2.1.1. | Грунтовая плотина .....   | 57 |
| 6.2.1.2. | Бетонная плотина .....  | 59 |
| 6.2.2.   | Проверка пропускного поперечного расчётного расхода.....  | 59 |
| 6.2.2.1. | Построение профиля водосливной грани .....  | 59 |
| 6.2.2.2. | Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....   | 61 |
| 6.2.2.3. | Расчёт водобойной стенки .....  | 62 |
| 6.2.2.4. | Построение профиля водосливной грани .....  | 63 |
| 6.2.2.5. | Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....   | 63 |
| 6.2.2.6. | Расчёт водобойной стенки .....  | 64 |

|          |  |    |
|----------|--|----|
| 6.2.3.   | Расчёт пропуска расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы .....     | 65 |
| 6.3.     | Конструирование плотины .....  | 66 |
| 6.3.1.   | Определение ширины подошвы плотины .....   | 66 |
| 6.3.2.   | Разрезка бетонных плотин швами .....   | 67 |
| 6.3.3.   | Быки .....   | 67 |
| 6.3.4.   | Устои.....   | 67 |
| 6.3.5.   | Дренаж тела бетонных плотин.....   | 68 |
| 6.3.6.   | Галереи в теле плотины .....   | 68 |
| 6.4.     | Основные элементы плотины .....  | 68 |
| 6.4.1.   | Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....              | 68 |
| 6.4.1.2. | Шпунтовая стенка .....   | 69 |
| 6.4.1.3. | Дренажные устройства в основании .....   | 69 |
| 6.5.     | Конструктивные элементы нижнего бьефа .....                                      | 69 |
| 6.5.1.   | Водобой .....  | 69 |
| 6.5.2.   | Рисберма и ковш.....   | 69 |
| 6.6.     | Фильтрационные расчёты подземного контура .....                                  | 70 |
| 6.7.     | Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины .....                     | 71 |
| 6.7.1.   | Определение основных нагрузок на плотину .....                                   | 71 |
| 6.7.1.1. | Вес сооружения и затворов .....  | 71 |
| 6.7.1.2. | Сила гидростатического давления воды.....  | 72 |
| 6.7.1.3. | Равнодействующая взвешивающего давления .....                                    | 73 |
| 6.7.1.4. | Сила фильтрационного давления .....  | 73 |
| 6.7.1.5. | Давление грунта .....  | 74 |
| 6.7.1.6. | Волновое давление.....   | 75 |
| 6.7.1.7. | Сила сопротивления сдвигу анкерного понура .....                                 | 75 |
| 6.7.2.   | Оценка прочности плотины .....   | 76 |
| 6.7.3.   | Критерии прочности плотины и её основания .....                                  | 77 |
| 6.7.4.   | Обоснование устойчивости плотины .....   | 78 |
| 7.       | Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тунгирского гидроузла..... | 80 |
| 7.1.     | Общие сведения о районе строительства.....                                       | 80 |
| 7.2.     | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....   | 81 |
| 7.3.     | Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....                                | 83 |
| 7.4.     | Отходы, образующиеся при строительстве .....                                     | 84 |
| 7.5.     | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....    | 85 |
| 8.       | Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда.....                          | 87 |
| 8.1.     | Безопасность гидротехнических сооружений .....                                   | 87 |
| 8.2.     | Охрана труда .....   | 87 |
| 8.3.     | Пожарная безопасность .....  | 89 |
| 9.       | Технико-экономические показатели.....  | 91 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 9.1.   | Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....              | 91  |
| 9.1.1. | Оценка объёмов реализации электроэнергии .....                                       | 91  |
| 9.1.2. | Текущие расходы по гидроузлу .....   | 91  |
| 9.2.   | Налоговые расходы .....  | 92  |
| 9.3.   | Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности. ....                   | 93  |
| 9.4.   | Оценка инвестиционного проекта .....   | 93  |
| 9.4.1. | Методология, исходные данные .....   | 93  |
| 9.4.2. | Коммерческая эффективность .....   | 94  |
| 9.4.3. | Бюджетная эффективность.....   | 94  |
| 10.    | Самозапуск двигателей собственных нужд электростанции.....                           | 95  |
| 10.1.  | Назначение электродвигателей собственных нужд.....                                   | 95  |
| 10.2.  | Схемы электроснабжения собственных нужд электростанции.....                          | 96  |
| 10.3.  | Основные причины нарушения электроснабжения.....                                     | 98  |
| 10.4.  | Этапы самозапуска электродвигателей.....   | 99  |
| 10.5.  | Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд упрощенным способом .....      | 100 |
|        | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 102 |
|        | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 104 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения.....  | 108 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты .....                                     | 111 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование .....                          | 127 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть .....  | 134 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем ..... | 140 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компоновка сооружения и гидроузла .....                                | 147 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Технико-экономические показатели.....                                  | 151 |
|        | ПРИЛОЖЕНИЕ З. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций.....             | 155 |

## Сокращенный паспорт Тунгирской ГЭС

1. Наименование реки ..... Тунгир.
2. Местонахождение ГЭС ..... Забайкальский край.
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 121 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 312 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 1196,5 м<sup>3</sup>/с;  
3,0% ..... 994,4 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 20,43 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годичный;
  - б) отметка: НПУ ..... 725,00;  
ФПУ ..... 726,00;  
УМО ..... 715,77;
  - в) объём: полный ..... 5,76 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 2,73 км<sup>3</sup>.
6. Напор ГЭС:
  - а) максимальный ..... 39,85 м;
  - б) расчётный ..... 33,05 м;
  - в) минимальный ..... 28,5 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность ..... 103 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии ..... 655 млн. кВт · ч;
  - в) число часов использования установленной мощности ..... 6359 час.
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) правобережная земляная плотина ..... 843,0 м/48,4 м;
  - б) станционная часть ..... 106 м/48,4 м;
  - в) левобережная глухая бетонная плотина ..... 92 м/48,4 м;
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип ..... водобойная стенка;
  - б) число и размер пролётов ..... 2 по 8 м;
  - в) общая длина ..... 37,9 м;
  - г) максимальная высота ..... 48,4 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловой;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - в) грунт в основании ..... гравийно-песчаный;
  - г) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецеидального сечения;
  - д) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая.
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины ..... ПЛ406-В-400;
  - б) тип генератора ..... СВ-655/110-32;

- в) полная мощность генератора.....44,0 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....37,5 МВт;
- д) частота вращения.....110 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТРДНС-63000/220-У1.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....315 мес.;
- б) себестоимость.....0,35 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....88733,8 руб./кВт.



## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики благодаря возобновляемости водных ресурсов. Использование чистой и сравнительно безопасной энергии воды уменьшает зависимость от ископаемого топлива, тем самым снижает наносимый энергетикой урон окружающей среде.

Гидроэлектростанции позволяют зарегулировать сток реки и снизить риски наводнений во время паводков. Они являются одним из самых эффективных источников энергии, т.к. гидравлические турбины имеют КПД, значительно превышающий КПД других типов турбин электростанций. Опыт эксплуатации гидроэлектростанций показал, что они обладают высокой надежностью работы, малыми затратами на эксплуатацию, возможностью автоматизации процесса и не требуют многочисленного обслуживающего персонала. Их высокая маневренность имеет существенное значение для крупных энергетических систем, позволяя при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым электростанциям для этого требуется несколько часов, а атомным электростанциям – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Себестоимость электроэнергии, произведенной гидроэлектростанциями, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо, что делает электроэнергию более конкурентоспособной в условиях рынка. Затраты на строительство гидроэлектростанции начинают окупаться еще до полного окончания строительных работ.

Все эти преимущества говорят о возможности строительства новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач найти оптимальные проектные решения.

## **1. Общие сведения**

### **1.1. Природные условия**

#### **1.1.1. Климат**

Климат Забайкальского края, как и большей части Восточной Сибири, резко континентальный с недостаточным количеством атмосферных осадков. Каларский, Тунги́ро-Олекминский и Тунгокоченский районы приравнены к районам Крайнего Севера.

Зима продолжительная и суровая, малоснежная, с большим числом ясных дней; средняя температура января составляет  $-19,7$  ( $-21$ )  $^{\circ}\text{C}$  на юге и  $-37,5$   $^{\circ}\text{C}$  на севере. Весна и осень короткие. Весна холодная, сухая, ветреная. Лето короткое и тёплое (иногда жаркое) — сухое в первой половине и влажное во второй. Колебания суточных и годовых температур большие, в некоторых районах годовая амплитуда составляет  $94$   $^{\circ}\text{C}$  и более. Средняя температура июля составляет  $+13$   $^{\circ}\text{C}$  на севере (а также на равнинах), до  $+20,7$   $^{\circ}\text{C}$  на юге (до  $+21$   $^{\circ}\text{C}$  в горах). Безморозный период составляет в среднем  $80$ — $140$  дней. Осень тёплая.

Также характерной чертой климата является значительная продолжительность солнечного сияния в год. Число часов солнечного сияния в крае находится в рамках от  $1873$  до  $2592$  в год.

В год выпадает от  $200$ - $300$  (на юге и степных районах;  $350$ - $450$  мм в горно-таёжных) до  $600$  миллиметров (на севере) осадков, основная их часть выпадает летом и осенью.

#### **1.1.2. Гидрологические данные**

Питание реки в основном дождевое ( $50\%$  годового водного стока), доля снегового  $15\%$ . Максимальный сток приходится на май–июнь. Замерзает в октябре и остаётся под ледяным покровом до мая, ледоход осенью и весной  $5$ — $8$  дней.

Мутность воды  $25$ — $50$  г/м<sup>3</sup>. Вода реки по химическому составу относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе. Минерализация воды мала.

Основные притоки реки Тунгир (расстояние от устья):

- $41$  км: река Верхняя Корсуга (левый)
- $102$  км: река Тунгириккан (правый)
- $120$  км: река Ненюга (правый)
- $260$  км: река Черемная (правый)
- $320$  км: река Бугарихта (правый)

Гидрологический ряд р. Тунгир с  $1944$  по  $1999$  годы представлен в таблице А.1.

Координаты кривых связей отметок уровней нижнего бьефа от расходов и отметки уровня верхнего бьефа от объёмов водохранилища представлены в таблице А.2. Графически кривые связи представлены на рисунках А.1 и А.2.

Требования для нижнего бьефа ГЭС задаются в виде попусков: водохозяйственный комплекс (круглогодично), а также потери воды из водохранилища на дополнительное испарение, льдообразование, фильтрацию, шлюзование и рыбопропускные сооружения приведены в таблице А.3.

Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Тунгирского ГУ представлены в таблице А.4.

### **1.1.3. Сейсмические данные по району гидроузла**

Согласно действующей карте сейсмического районирования территории Российской Федерации, Забайкальский край относится к сейсмически опасной зоне землетрясений силой до 6 – 10 баллов. Створ Тунгирской ГЭС на карте ОСР-97D располагается в 9-и бальной зоне сейсмичности по шкале MSK-64.

### **1.1.4. Инженерно-геологические условия**

В Забайкальском крае преобладают плосковершинные среднегорья высотой 1200–1900 м; с юго-запада на северо-восток протягиваются хребты Яблонный, Черского, Олёкминский Становик, Малханский, Борщовочный, Даурский. В районе расположения р. Тунгир представлены высокогорные хребты Станового нагорья с альпинотипными формами рельефа и глубоким расчленением – Кодар (высота до 3072 – наибольшая в крае), Каларский с 16 потухшими вулканами, Удокан.

Тип грунта основания: гравийно-песчаный.

Удельный вес:  $19 \text{ кН/м}^3$ .

Сцепление:  $c = 0 \text{ кПа}$ .

Угол внутреннего трения:  $\varphi = 33^\circ$ .

Пористость:  $n = 0,35$ .

## **1.2. Энергохарактеристика района**

Район строительства Тунгирского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Сибири, Забайкальское РДУ. Установленная мощность и среднегодовая выработка существующих ГЭС представлены в таблице А.4.

Среднегодовая выработка Забайкальского РДУ 7,382 млрд. кВт·ч. Нагрузочный резерв системы составляет 1,3%, аварийный резерв системы – 8%. Коэффициент мощности  $k_N = 8,8$

## **1.3. Аналоги проектируемого гидроузла**

В качестве аналогов по типу плотины и водосбросных сооружений, гидромеханическому и турбинному оборудованию были рассмотрены Иркутская ГЭС и Нижне-Бурейская ГЭС.

## 2. Водно-энергетические расчёты

### 2.1. Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Используя сайт системного оператора (<http://so-ups.ru>), выберем один зимний день (20.12.2019), один летний (20.06.2019) (кроме выходных). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периодов представлены в таблице Б.1 и Б.2.

### 2.2. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.1)$$

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

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

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.2)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.3)$$

Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибири Забайкальского РДУ представлены в таблице Б.3.

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам. Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Востока представлены в таблице Б.4.

По полученным данным построим график максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, представленный на рисунке Б.1.

### 2.3. Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Тунгир в створе Тунгирской ГЭС за период 1944-1999гг. представлен в таблице А.1

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-9 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Для определения маловодного и среднегодового года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100\%,$$

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

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты приводятся в таблице Б.5.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке Б.2.

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и среднегодовый год. За среднегодовый принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1956 и 1950 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1956г.:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1956}}} = \frac{26}{23} = 1,13; \quad (2.4)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1956}}} = \frac{715}{717} = 0,99. \quad (2.5)$$

1950г.:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1950}}} = \frac{26}{12} = 2,12; \quad (2.6)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1950}}} = \frac{696}{726} = 0,96. \quad (2.7)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1956, так как его коэффициенты ближе к единице.

За маловодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1993 и 1973 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1993г.:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1939}}} = \frac{17}{18} = 0,93; \quad (2.8)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1993}}} = \frac{411}{411} = 1,00. \quad (2.9)$$

1973г.:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{меж1973}}} = \frac{16}{24} = 0,66; \quad (2.10)$$

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\text{пол1973}}} = \frac{396}{396} = 1,00. \quad (2.11)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1993, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

#### **Корректировка (Q коррек.):**

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1993 год) представлен в таблице Б.6.

Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1939 год) представлен в таблице Б.7.

По данным маловодного и средневодного года построим гидрографы на рисунке Б.3.

## 2.4. Водно-энергетический расчёт

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1993) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.12)$$

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

$Q^{пр90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $м^3/с$ ;

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

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.13)$$

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

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

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,4$  м.

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

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

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

Результаты проведённого расчёта представлены в таблице Б.8.

Примечание к таблице Б.8: 10 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

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

$$N_{изб} = N_{быт} - N_{ВХК} = 207 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Избыточную мощность распределяем в 1,2,11 и 12 месяцы.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице Б.9. Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей представлен на рисунке Б.4.

## 2.5. Расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 725$  м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это октябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунок А.1 и рисунок А.2 соответственно.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК}, \quad (2.16)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБКОН}, \quad (2.17)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}. \quad (2.18)$$

В данном расчете видно, что происходит резкое понижение напора, а так же условие  $Z_{ВБнач} = Z_{ВБКОН}$  не соблюдается. Это значит что мы должны понижать  $N_{Гар}$ .

После повышения линии  $N_{Гар}$  в таблице Б.10 мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

В связи с тем что, после сработки водохранилища мы не можем выдать гарантированные мощности по 6 месяцам, мы принимаем их наибольшее возможное значение и делаем регулирование по 4 месяцам.

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды, представленную на рисунке А.1, определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{ПОЛЕЗН} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 18,21 - 3,54 = 2,61 \text{ км}^3. \quad (2.19)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{ПОЛЕЗН} = 2,61 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:  $Q_{50\%} = 246 \text{ м}^3/\text{с}$  . :

$$\beta = \frac{V_{ПОЛ}}{W}, \quad (2.20)$$

$$\beta = 0,3.$$



По полученному коэффициент зарегулированности стока  $\beta = 0,3$  получим годовое регулирование стока т.е. цикл длится один год.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $\nabla_{УМО} = 715,77$  м и рассчитали полезный объем водохранилища который составил  $V_{ПОЛЕЗН} = 2,61$  км<sup>3</sup>. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Тунгирской ГЭС:  $N_{гар} = 93$  МВт.

## 2.6. Определение установленной мощности ГЭС

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

В Хабаровском РДУ нет существующих ГЭС, поэтому вписываем только проектируемую. Распределяю нагрузку на пик и базу.

Сперва произведем расчет для зимнего месяца, когда потребности энергосистемы выше.

Полученную максимальную гарантированную мощность по маловодному году выразим через электроэнергию:

$$\mathcal{E}_{ср.сут.}^{пр} = N_{гар} \cdot 24 = 93 \cdot 24 = 2,232 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.21)$$

Так как любая ГЭС должна обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф независимо от времени года и выработки, выделим  $\mathcal{E}_{баз} = 41,920$  млн. кВт · ч, остальное  $\mathcal{E}_{пик} = 0,312$  млн. кВт · ч.

Найдем базовую мощность:

$$N_{баз} = \frac{\mathcal{E}_{баз}}{24} = 80 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

Отложим по оси абсцисс  $\mathcal{E}_{пик}$  проектируемой ГЭС и перпендикулярно вниз проведем линию до пересечения с графиком ИКН. Отообразим получившуюся мощность на графике почасовой нагрузки энергосистемы и определим количество часов работы в пике, представленные на рисунках Б.5 и Б.6.

Определим пиковую мощность:

$$N_{пик} = \frac{\mathcal{E}_{пик}}{15} = 21 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Найдем рабочую мощность на зимний месяц:

$$N_{раб}^{зим} = N_{баз} + N_{пик} = 102 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Найдем рабочую мощность на летний месяц:

$$N_{\text{раб}}^{\text{лет}} = 101 \text{ МВт.}$$

## 2.7. Расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, представленные в таблице Б.11, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году, представленная в таблице Б.12. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше.

График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах представлен на рисунке Б.7.

## 2.8. Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 1%  $P_t^{\text{max}}$ , аварийный резерв составляет 8 % от  $P_t^{\text{max}}$ . Нагрузочный резерв расположен на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.25)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 103 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.26)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь проектируемой Тунгирской ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст.}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 13 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 288 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.28)$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году представлен в таблице Б.13 и на рисунке Б.8.

## 2.9. Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{\text{нб}}(V_{\text{нб}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода, представленного на рисунке А.1;

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

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$2) \quad N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.29)$$

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

3) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.30)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$  – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу  $Q_{\text{min}}=Q_{\text{вхк}}=90 \text{ км}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле, представленное на рисунке Б.9 с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов, представленный в таблице Б.14:

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор  $H_{\text{max}} = 39,8 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{\text{min}}=Q_{\text{сан.попуск.}}=90 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 33,1$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{\text{min}} = 28,5$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3. Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

##### 3.1.1. Выбор системы и типа генератора

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

Произвели подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Выбран тип гидротурбин ПЛ40а-В, ПЛ40б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице В-1.

##### 3.1.2. Выбор номинального диаметра рабочего колеса

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

- Мощность агрегата в расчетной точке

$$\begin{aligned} N_a &= 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g = \\ &= 9,81 \cdot 1,63 \cdot 4,0^2 \cdot \sqrt{33,05} \cdot 0,97 \cdot 0,933 = 43,53 \text{ МВт} \end{aligned} \quad (3.1)$$

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

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_g$  – КПД генератора. Принимаем  $\eta_g=0,97$

- КПД натурной турбины

$$\begin{aligned} \eta_t &= 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,894) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{4}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{33,05}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,01}{1,14}} \right) = 0,933. \end{aligned} \quad (3.2)$$

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;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

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

– Количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{103000}{43,53} = 2,37 \sim 3 \text{ агрегата}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=103000$  кВт)

$N_a$  – мощность агрегата.

– Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m} = \frac{0,923}{0,894} = 1,043, \quad (3.4)$$

– Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{123 \cdot \sqrt{1,043 \cdot 33,05}}{4,0} = 180,6 \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

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

Принимаем стандартное значение синхронной частоты вращения 187,5 об/мин.

– Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{\text{max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_p H_{\text{min}})^{0,5}} = \frac{187,5 \cdot 4,0}{(1,043 \cdot 28,5)^{0,5}} = 137,5 \text{ м}, \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_p H_p)^{0,5}} = \frac{187,5 \cdot 4,0}{(1,043 \cdot 33,05)^{0,5}} = 1127,7 \text{ м}, \quad (3.7)$$

$$n'_{\min} = \frac{n_{\sin x} D_1}{(\Delta_p H_{\max})^{0.5}} = \frac{187,5 \cdot 4,0}{(1,043 \cdot 39,85)^{0.5}} = 116,3 \text{ м.} \quad (3.8)$$

– Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$\begin{aligned} Q'_p \cdot \eta_T &= \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \\ &= \frac{34300}{9,81 \cdot 4,0^2 \cdot 33,05^{1,5} \cdot 0,97} = 1,19. \end{aligned} \quad (3.9)$$

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

– Произведение для ограничения по генератору

$$\begin{aligned} Q'_p \cdot \eta_T &= \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \\ &= \frac{34300}{9,81 \cdot 4,0^2 \cdot 39,85^{1,5} \cdot 0,97} = 0,90. \end{aligned} \quad (3.10)$$

– Приведенные расходы

$$\begin{aligned} Q'_{\min p} &= \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \\ &= \frac{60}{3 \cdot 4,0^2 \cdot \sqrt{28,5 \cdot 1,043}} = 688 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} Q'_{\max p} &= \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} = \\ &= \frac{60}{3 \cdot 4,0^2 \cdot \sqrt{39,85 \cdot 1,043}} = 582 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛ40а-В, ПЛ40б-В, РО45-В представлены в таблицах В-2, В-3, В-4.

Провели анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;

Также на главной универсальной характеристике построили зону работы для каждого выбранного диаметра.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ40а-В и ПЛ40б-В выбывают из рассмотрения, а также турбины РО45-В так как минимальная частота не размещается на ГУХ.

Таким образом, для дальнейшего рассмотрения приняты следующие турбины: ПЛ40а-В-335, ПЛ40а-В-400, ПЛ40б-В-400.

### 3.2. Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется 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 показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа одного агрегата при max напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при min напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.14)$$

$\Delta H_s$  – 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 осевых вертикальных ПЛ-турбин  $\Delta Z_{x.пл.}=0$ .

Рассчитали 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.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб}(Q(H_{min})) + H_s(H_{min}), \quad (3.15)$$



$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.16)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.17)$$

Данные для гидротурбин ПЛ40а-В-335, ПЛ40а-В-400, ПЛ40б-В-400 представлены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3 соответственно.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В-335

|                   | D,м  | H,м   | б    | Q',м <sup>3</sup> /с | Q,м <sup>3</sup> /с | Z,м    | H <sub>s</sub> ,м | Z <sub>PK</sub> ,м |
|-------------------|------|-------|------|----------------------|---------------------|--------|-------------------|--------------------|
| H <sub>min</sub>  | 3,35 | 28,5  | 0,3  | 1,05                 | 76,01               | 684,52 | -3,89             | 680,63             |
| H <sub>расч</sub> | 3,35 | 33,05 | 0,47 | 1,4                  | 92,29               | 684,77 | -7,46             | 677,30             |
| H <sub>max</sub>  | 3,35 | 39,85 | 0,44 | 1,3                  | 79,58               | 684,58 | -4,47             | 680,10             |

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В-400

|                   | D,м | H,м   | б     | Q',м <sup>3</sup> /с | Q,м <sup>3</sup> /с | Z,м    | H <sub>s</sub> ,м | Z <sub>PK</sub> ,м |
|-------------------|-----|-------|-------|----------------------|---------------------|--------|-------------------|--------------------|
| H <sub>min</sub>  | 4,0 | 28,5  | 0,265 | 0,98                 | 101,23              | 684,89 | -2,49             | 682,40             |
| H <sub>расч</sub> | 4,0 | 33,05 | 0,43  | 1,3                  | 122,30              | 685,17 | -6,14             | 679,03             |
| H <sub>max</sub>  | 4,0 | 39,85 | 0,4   | 1,22                 | 106,58              | 684,97 | -3,33             | 684,64             |

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В-400

|                   | D,м | H,м   | б     | Q',м <sup>3</sup> /с | Q,м <sup>3</sup> /с | Z,м    | H <sub>s</sub> ,м | Z <sub>PK</sub> ,м |
|-------------------|-----|-------|-------|----------------------|---------------------|--------|-------------------|--------------------|
| H <sub>min</sub>  | 4,0 | 28,5  | 0,23  | 1,0                  | 103,15              | 684,92 | -1,10             | 683,82             |
| H <sub>расч</sub> | 4,0 | 33,05 | 0,38  | 1,32                 | 124,0               | 684,15 | -4,49             | 680,70             |
| H <sub>max</sub>  | 4,0 | 39,85 | 0,375 | 1,26                 | 109,91              | 685,01 | -2,62             | 682,39             |

Из анализа полученных вариантов была выбрана турбина ПЛ40б-В-400, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H<sub>s</sub> которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 680,70 м

### 3.3. Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости  $v_r$ .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е.  $v_{\omega}r = \text{const}$ , где  $v_{\omega}$  – окружная составляющая скорости в любой точке потока;  $r$  – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части на рисунке В.5 модельной гидротурбины определили основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 4,0 = 6,31 \text{ м.} \quad (3.18)$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 6,2 \text{ м.} \quad (3.19)$$

$$R_a = D_a/2 = 6,2/2 = 3,1 \text{ м.} \quad (3.20)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 5,42 \text{ м.} \quad (3.21)$$

$$R_b = D_b/2 = 5,42/2 = 2,71 \text{ м.} \quad (3.22)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{р.т.нат.т.}}} = \frac{34300}{9,81 \cdot 33,05 \cdot 0,933} = 113,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.23)$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{113,4 \cdot 225}{360} = 70,9 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.24)$$

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{70,9}{5,35} = 13,25 \text{ м}^2. \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.1.

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

где  $k^2 = \frac{m_{\text{BX}}}{a_{\text{BX}}^2}$ .

$$b_i = m_i + b_0 \quad (20) \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ. \quad (3.27)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.28)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{BX}}} \cdot J_i. \quad (3.29)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ. \quad (3.30)$$

Отбрасывая один из корней, получаем  $b_{\text{BX}} = 3,28$  м

Результаты расчета бетонной спиральной камеры представлены в таблице В-5. С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполнили построение плана спиральной камеры, представленной на рисунке В.3, и построил график зависимости  $r_i=f(\varphi_{\text{сп}})$ , представленный на рисунке 3.1

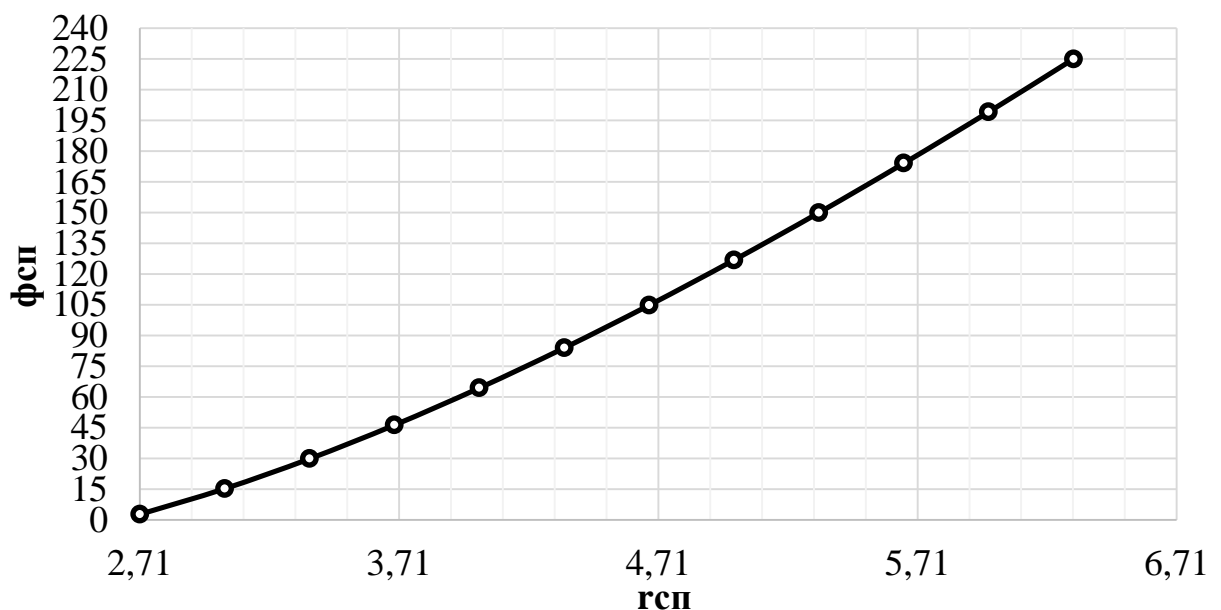


Рисунок 3.1. График зависимости  $\varphi_{\text{сп}}=f(r_i)$

С полученного графика снимаем значения  $r_i$  через каждые  $15^\circ$ . и представляем в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Координаты для построения спиральной камеры

| $\phi$ | 0    | 15   | 30   | 45   | 60   | 75   | 90   | 105  |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| r, м   | 2,71 | 2,95 | 3,19 | 3,43 | 3,67 | 3,91 | 4,15 | 4,39 |
| $\phi$ | 120  | 135  | 150  | 165  | 180  | 195  | 210  | 225  |
| r, м   | 4,63 | 4,87 | 5,11 | 5,35 | 5,59 | 5,83 | 6,07 | 6,31 |

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4,0 = 10,52 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как  $B'$  больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,29 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 10,52 + 1,29 = 11,81 \text{ м.} \quad (3.32)$$

### 3.4. Выбор серийного типа генератора

Гидрогенератор является важнейшей частью оборудования для выработки электроэнергии, поэтому выбирают его с особой точностью.

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{187,5} = 16, \quad (3.33)$$

где  $f$  – частота сети, в ЕЭС России частота сети равна 50 Гц;

$n$  – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-655/110-32. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице В.6

### 3.5. Расчёт вала на прочность

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

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.34)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 - 35$  МПа.

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 34300}{187,5} = 1,78 \text{ МПа} \quad (3.35)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{1,78}{30} \right)^{0,33} = 674 \text{ мм.} \quad (3.36)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм). Принимаем  $D_B = 700$  мм.

### 3.6. Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 34300}{187,5 \cdot 4,0} = 36,59 \text{ кН.} \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ , принимаем  $d_{п} = 720$  мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.38)$$

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

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа,} \quad (3.39)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}}. \quad (3.40)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{36,59}{0,72 \cdot 0,3} = 169,38 \text{ кПа.}$$

$$U = 3,14 \cdot 187,5 \cdot \frac{0,72}{30} = 14,13 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 14,13 = 409,77 \text{ кПа}$$

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

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\Pi} = 300 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определили усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)} \text{ кН}, \quad (3.41)$$

где  $a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$

Удельная нагрузка на сегмент:

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

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}, \quad (3.43)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.44)$$

Расчет:

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

$$R_1 = \frac{36,59}{1 + 2 \cdot \cos(36^{\circ}) + 2 \cos(72^{\circ})} = 53,48 \text{ кН}.$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,72}{8} = 0,246 \text{ м}.$$

$$p_{уд} = \frac{36,59}{0,246 \cdot 0,3} = 496,03 \text{ кПа}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 14,13 = 706,50 \text{ кПа}$$

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

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

### **3.7. Выбор типа маслонапорной установки**

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

По номограмме определяется тип маслонапорной установки для напора 40 м и D1 – 4,0 м; МНУ 12,5 /1-40-12,5-2,

где: 12,5 – объем гидроаккумулятора

1 – количество гидроаккумуляторов

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

12,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>

2- количество насосов.

### **3.8. Выбор электрогидравлического регулятора**

По номограмме определяем тип ЭГРК. Так как турбина поворотнo-лопастная, мной был выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника – 150 мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-МП-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор

150 – диаметр главного золотника

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4. Электрическая часть

### 4.1. Выбор структурной схемы ГЭС

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

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунках Г.1 и Г.2.

### 4.2. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1. Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-655/110-32. Данные генератора представлены в таблице Г.1.

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

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{37,5 - 0,01 \cdot 37,5}{0,85} = 43,68 \text{ ВМ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТРДНС-63000/220-У1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице Г.2.

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:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  ч – время плановых простоев блока;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока;  
 $T_{\text{в}} = 60$  ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,070 \cdot 8728,5 = 611,00 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{T}} = 1$  – число параллельно работающих трансформаторов.  
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left( \frac{43,68}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 306,36 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

где  $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч);  
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч);

$$И_{(1)} = 611,00 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 306,36 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 6,42 \text{ тыс. руб./год}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 6,42 = 19,27 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.7)$$

где  $n = 3$  – количество блоков.

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

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{37,5 - 0,01 \cdot 37,5}{0,85} = 87,35 \text{ ВМ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-100000/220-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе (2.4):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,102 \cdot 8728,5 = 891,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе (2.5):

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,340}{1} \cdot \left( \frac{87,35}{100} \right)^2 \cdot 2405 = 624,02 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки на потери ЭЭ (2.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2 = 891,68 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 624,02 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 10,97 \text{ тыс. руб./год}$$

$$И_2 = И_{(1)} + И_{(2)} = 6,42 + 10,97 = 17,39 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.9)$$

где  $n = 2$  – количество блоков.

#### 4.2.4. Выбор трансформатора собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{37,5}{0,85} = 1,32 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.10)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-1500/10,5. Данные трансформатора представлены в таблице Г.4.

### 4.3. Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\text{Г}} \cdot n_{\text{Г}} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(44,1 \cdot 3 - 1,12) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 1,69 \approx 2 \quad (4.12)$$

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

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{112,5 - 1,12}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 171,93 \text{ А} \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 171,93 \cdot 1 \cdot 1,05 = 180,53 \text{ А} \quad (4.14)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\Sigma}} = \frac{180,53}{1,1} = 164,12 \text{ мм}^2 \quad (4.15)$$

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

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

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{112,5 - 1,12}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 343,86 \text{ А} \quad (4.16)$$

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

#### 4.4. Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2021 года, цены на оборудование представлены в таблице Г.5.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

где  $n = 3$  – количество блочных трансформаторов;  
 $K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;  
 $K_{\text{сн}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $t = 6$  – количество ячеек КРУЭ;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 336921 + 3 \cdot 80613 + 6 \cdot 122642 = 1988454 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

где  $n = 2$  – количество блочных трансформаторов;  
 $K_{\text{тр}}$  – стоимость одного блочного трансформатора;  
 $m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;  
 $K_{\text{сн}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $t = 5$  – количество ячеек КРУЭ;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 536799 + 3 \cdot 80613 + 5 \cdot 122642 = 1928648 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1988454 + 19,27 = 298287 \text{ тыс. руб.} \quad (4.19)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 1928648 + 17,39 = 289314 \text{ тыс. руб.} \quad (4.20)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{298287 - 289314}{298287} \cdot 100\% = 3,0\% < 5\% \quad (4.21)$$

Таким образом, для проектируемой Тунгирской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

## 4.5. Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 5 (2 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке Г.3.

## 4.6. Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1. Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{10,5^2}{44,1} = 0,75 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*} \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 96,56 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 60 = 26,10 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

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

Коэффициент трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{230} = 0,046 \quad (4.28)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,75}{0,045 \cdot 314} = 0,053 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_{*c}}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 60 = 7,26 \text{ Ом} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{265 \cdot 230^2}{63^2} = 3,53 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

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

На рисунке Г.5 представлены исходные данные по узлам. На рисунке Г.6 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке Г.7 представлены исходные данные по генераторам.

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках Г.8 – Г.10 и сведены в таблицу Г.6.

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 2,2687 \cdot 3 = 6,81 \text{ А} \quad (4.33)$$

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

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

$$I_{\Gamma,\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma,\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 2,43 = 2,547 \text{ кА} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\Gamma,\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{T,НОМ}(-5\%)}} = \frac{44,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 218,5} = 0,166 \text{ кА} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{131 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,172 \text{ кА} \quad (4.36)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб,утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{131 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,344 \text{ кА}$$

#### **4.8. Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ**

##### **4.8.1. Выбор выключателей и разъединителей**

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.37)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.38)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.39)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-10 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-10/4000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.7.

##### **4.8.2. Выбор трансформаторов тока и напряжения**

Принимается трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице Г.8.

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице Г.9.

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-10-УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

##### **4.8.3. Выбор синхронизаторов и анализаторов сети**

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице Г.10.

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

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

#### **4.9. Выбор параметров КРУЭ**

По имеющимся данным для КРУЭ 220кВ принимаются ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220 кВ представлены в таблице Г.11.

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах Г.12 и Г.13 соответственно.



## **5. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем**

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

### **5.1. Технические данные защищаемого оборудования**

В таблицах Д.1 – Д.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформатора Тунгирской ГЭС.

### **5.2. Перечень защит основного оборудования**

В соответствии с ПУЭ [2] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-655/110-32 – 44,1 МВ · А:

- 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 при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТД-63000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита, контроль уровня масла;
- Защита от перегрева масла, обмоток;
- 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 трансформаторного блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
  - Реле тока охлаждения трансформаторного блока.
- Защиты трансформатора ТСЗ-1500/10,5:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
  - Защита от перегрузки;
  - Реле тока охлаждения;
  - Реле тока блокировки РПН.

### 5.3. Расчёт номинальных токов

Схема для расчёта номинальных токов представлена на рисунке Д.1.  
Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{44100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2426 \text{ А.} \quad (5.1)$$

По данному значению тока (5.1) выбран трансформатор тока  $I_{\text{НОМ ТТ}}^1 \geq I_{\text{нг}}^{(1)}$ . Параметры трансформатора представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры трансформатора тока ТПОЛ-10М-2500/5

| $U_{\text{НОМ}}$ , кВ | $U_{\text{раб}}^{\text{max}}$ , кВ | $n$ , Гц | $I_{\text{НОМ}}^1$ , А | $I_{\text{НОМ}}^2$ , А | Класс точности вторичных обмоток |            |
|-----------------------|------------------------------------|----------|------------------------|------------------------|----------------------------------|------------|
|                       |                                    |          |                        |                        | для измерений                    | для защиты |
| 10                    | 12                                 | 50       | 2500                   | 5                      | 0,5                              | 5Р         |

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 2426}{500} = 4,85 \text{ А.} \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{2500}{5} = 500$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТПОЛ-10М-2500/5.

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ.РОТ.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}} = \frac{1,1 \cdot 1060}{1,2255} \cdot 325 = 309,2 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,1$  – длительно-допустимый режим.

По расчётной мощности (5.3) из каталога выбран трансформатор возбуждения мощностью 400 кВ · А. Параметры трансформатора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры трансформатора возбуждения ТСЗП-400/10 УЗ

| $P_{\text{НОМ}}$ , кВ · А | $U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$ , кВ | $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , кВ | $n$ , Гц | Число фаз | $P_{\text{Х.Х.}}$ , кВт | $P_{\text{К.З.}}$ , кВт | $U_k$ , % |
|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------|-----------|-------------------------|-------------------------|-----------|
| 400                       | 0,66                              | 10,5                              | 50       | 3         | 1000                    | 4,5                     | 5,3       |

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}}} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 21,99 \text{ А.} \quad (5.4)$$

По значению тока (5.4) выбран трансформатор тока. Параметры трансформатора представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-10-25/1

| $U_{\text{НОМ}}$ , кВ | $U_{\text{раб}}^{\text{max}}$ , кВ | $n$ , Гц | $I_{\text{НОМ}}^1$ , А | $I_{\text{НОМ}}^2$ , А | Класс точности вторичных обмоток |            |
|-----------------------|------------------------------------|----------|------------------------|------------------------|----------------------------------|------------|
|                       |                                    |          |                        |                        | для измерений                    | для защиты |
| 10                    | 12                                 | 50       | 25                     | 1                      | 0,5                              | 5Р         |
|                       |                                    |          |                        |                        |                                  |            |

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ТЕ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ТЕ}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{21,99}{25} = 0,88 \text{ А.} \quad (5.5)$$

где  $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{25}{1} = 25$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТОЛ-10-25/1.

## 5.4. Описание защит и расчёт их уставок

### 5.4.1. Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный тока генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 2426 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2426 = 121,29 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K = 2$  – коэффициент надёжности.

Принята уставка:  $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{НОМ}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

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

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

$I_{max}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

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

где  $E''_{\Gamma} = \sqrt{(U_{Н*} \cdot \cos\varphi_{\Gamma})^2 + (U_{Н*} \cdot \sin\varphi_{\Gamma} + I_{Н*} \cdot x''_d)^2}$ .

$$E''_{\Gamma} = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,3)^2} = 1,186.$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,186}{0,30} \cdot 2426 = 959 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где  $K_H = 2$  – коэффициент надёжности;  
 $I_T = I_{max} = 9588$  А.

$$K_T > \frac{959 \cdot 2}{9588} = 0,2.$$

Принята уставка:  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5. Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{OTS} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 2426 = 14,55 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке Д.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

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

#### **5.4.2. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора**

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке Д.3.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BG} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где  $C_T = 0,0073$  мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_G = 0,7$  мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{III} = 0,008$  мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{BG} = 0,25$  мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

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

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44,26 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 272 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где  $K = 0,5$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,90} \cdot \frac{3 \cdot 272}{10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 6,48 \text{ В}, \quad (5.18)$$

где  $K_H = 1,3$  – коэффициент надёжности;

$K_B = 0,90$  – коэффициент возврата;

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН.

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

Приняты следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 6,5 В действует на сигнал с выдержкой времени 5,0 с действует;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1-2\cdot\alpha}{\alpha} = \frac{1}{1,1} \cdot \frac{1-2\cdot0,3}{0,3} = 1,2 \quad (4.14)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 24,8 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.4.3. Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты  $U2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

Уставка  $U1 >$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

#### 5.4.4. Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

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

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

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

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

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принята уставка сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,1$ ;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,1 \cdot I_H.$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17 \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H. \quad (5.25)$$



При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2ПУСК} = 0,17$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} = 1008 \text{ с.}$$

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

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

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

| Кратность перегрузки по току обратной последовательности, $I_2/I_{\text{H}}$ | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,17 |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Длительность (с), $t_{\text{CP}}$  | 30  | 83  | 120 | 188 | 333 | 750 | 1008 |

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке Д.4.

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

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:

1) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ;

3) Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_T + X_L^*)} \quad (5.27)$$

где  $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 26,1 \cdot \frac{44,1}{230^2} = 0,022;$

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,30 \cdot (10,5/10,5)^2 = 143,95$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{44,1}{63} = 0,081$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (143,95 + 0,081 + 0,022)} = 0,0027 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0027 \cdot 2 \cdot \frac{230}{10,5} = 0,12. \quad (5.28)$$

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

В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию:  $I_{2\text{ОТС}} = 0,5$ .

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5. Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.29)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сигн}} = 1,1 \cdot 1,07 = 1,18 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – 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 представлена на рисунке Д.5.

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.32)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и

выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.6. Дистанционная защита генератора

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

Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

1. Сопротивление срабатывания первой ступени 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  $Z_1$ , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Тунгирская ГЭС – Тында может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 96,56 + \frac{0,8}{2} \cdot 27,09 = 88,09 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где  $K_T = 2$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны (количество отходящих линий на главной схеме ГЭС);

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 220 кВ;

$Z'_{1Л}$  – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 230^2}{63} = 96,56 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{26,1^2 + 7,26^2} = 27,09 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.36)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{44,1}{63} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{44,1}{230^2} \cdot 27,09 = 0,073.$$

$Z_I$  в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,073 \cdot 2,50 = 0,18 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где  $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{10,5^2}{44,1} = 2,50.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I\text{СЗ}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,18 \cdot \frac{2500/5}{10,5/0,1} = 0,87 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Принята уставка:  $Z_1 = 0,87 \text{ Ом.}$

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

Принята уставка  $\Delta Z = 40 \text{ Ом/сек.}$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочного выключателя 220 кВ и выключателя ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{НОМГ}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2840} = 2,13 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II\text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 2,13 \cdot \frac{2500/5}{10,5/0,1} = 10,16 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,0 - 0,95}{1,13} = 2,70 \text{ о. е.,} \quad (5.41)$$

где  $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.}}$  – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен:  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,03^{\circ}$ .

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 2,50 \cdot \frac{2500/5}{10,5/0,1} = 4,52 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{\text{II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{II}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0,35 \cdot 2,50 = 0,86 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{II сз}} = Z_{\text{II}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,86 \cdot \frac{2500/5}{10,5/0,1} = 4,11 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принята уставка:  $Z_2 = 4,11 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{\text{СМ}1} = 0,13 \text{ Ом}$ ;  $Z_{\text{СМ}2} = 0,62 \text{ Ом}$ .

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке Д.6.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.7. 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 срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

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

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

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

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

| Кратность перегрузки,<br>$I/I_H$ | 1,1       | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 | 2,2 |
|----------------------------------|-----------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Длительность<br>перегрузки (с)   | длительно | 250  | 180 | 160  | 120 | 90  | 72  | 45  | 20  |

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке Д.7.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.50)$$

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

## 5.5. Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

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

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

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

## **5.6. Таблица уставок и матрица отключений защит**

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах Д.4 – Д.5 соответственно.



## 6. Компоновка и сооружение гидроузла

### 6.1. Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [2]. Высота  $725,00 - 683,00 = 42,00$  м; грунт основания песчаный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [2]. Установленная мощность ГЭС 103 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии не пострадают люди, так как отсутствуют населённые пункты. В соответствии с таблицей 1.4 [2] назначен IV класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

### 6.2. Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1. Определение отметки гребня плотины

##### 6.2.1.1. Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 725,00 + 1,95 = 726,95 \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,25 + 0,001 + 0,7 = 1,95 \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

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

$a = 0,7$  м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [3].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2340}{9,81 \cdot 21} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м} \quad (6.3)$$

где  $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [3, Приложение Б];  
 $V_w = 10$  м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;  
 $L = 2340$  м – длина разгона волны;

$\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{725,00 - 683,00}{2} = 21 \text{ м} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2340}{10^2} = 229,55 \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21190 \quad (6.6)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

Из графика [3, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 229,55 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,0$$

$$\text{Для } \frac{gT}{V_w} = 21190 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,115; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,0$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 2,0 \frac{V_w}{g} = 2,0 \cdot \frac{10}{9,81} = 2,04 \text{ с}$$

$$\bar{h} = 0,026 \frac{V_w^2}{g} = 0,026 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,27 \text{ м}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,04^2}{2 \cdot 3,14} = 6,49 \text{ м} \quad (6.7)$$

Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $21 > 6,49 \cdot 0,5 = 3,24$ .

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,27 \cdot 2,11 = 0,56 \text{ м} \quad (6.8)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый по графику

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,25 \cdot 0,55 = 1,26 \text{ м} \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1, k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [3, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$  – коэффициент, принимаемый по [3, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,25$  – коэффициент, принимаемый по графикам [3, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,49}{0,56} = 10,60$  на глубокой воде.

### 6.2.1.2. Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 725,00 + 0,56 + 0,001 + 0,7 = \\ &= 726,26 \end{aligned} \quad (6.10)$$

где  $a = 0,7$  м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

### 6.2.2. Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях, представленные на рисунке 2.1. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 1%, поверочный – 0,1%.

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 523 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{\text{УНБ}} = 687,90$

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{\text{УНБ}} = 688,30$

При расходе  $Q_{\text{сан.поп.}} = 117 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{\text{УНБ}} = 685,10$

#### 6.2.2.1. Построение профиля водосливной грани

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 725,00 - 687,90 = 37,1 \text{ м} \quad (6.11)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ . Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{34,33 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (37,1 - 0,42) \cdot 0,905} = 105 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов –  $m$ , должно быть не более  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

Следовательно,  $m = 3 - 1 = 2$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 105 \cdot 2 = 210 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}} \quad (6.14)$$

где  $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(2,73 + 0,73) \cdot 10^9}{18144000} = 191 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 523 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 523 - 210 - 191 = 122 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{122}{18,4} = 6,6 \text{ м} \quad (6.15)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 14,7 = 18,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 3 \cdot 4,90 = 14,7 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

где  $[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 4,90 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн max}}$ .

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м} \quad (6.18)$$

где  $b = 8 \text{ м}$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 2$  – число пролётов.

### 6.2.2.2. Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{122}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,30 \text{ м} \quad (6.19)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [5, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{122}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,36 \text{ м} \quad (6.20)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3];

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,30}{8} = 0,97 \quad (6.21)$$

$b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 2,36 - \frac{1,1 \cdot 0,15^2}{2 \cdot 9,81} = 2,35 \text{ м} \quad (6.22)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{122}{(725,00 - 683,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,15 \text{ м/с};$

$\delta_B = 3 \text{ м}$  – толщина быка.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 725,00 - 4,0 = 721,00 \quad (6.23)$$

где  $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$  – стандартный напор, ближайший к  $H$  (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

### 6.2.2.3. Расчёт водобойной стенки

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 726,00 - 688,30 = 37,7 \text{ м} \quad (6.24)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$ .  
Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{34,33 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (37,7 - 0,42) \cdot 0,905} = 104 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 104 \cdot 2 = 208 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.26)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 600 - 208 - 191 = 201 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{201}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,23 \text{ м} \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{201}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,34 \text{ м} \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,23}{8} = 0,95 \quad (6.29)$$

$b = 8$  – ширина пролёта;

$n = 2$  – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 3,34 - \frac{1,1 \cdot 0,25^2}{2 \cdot 9,81} = 3,33 \text{ м} \quad (6.30)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{201}{(726,00-683,00) \cdot (16+(2-1) \cdot 3)} = 0,25 \text{ м/с}$ .  
Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 721,00 + 3,33 = 724,33 \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка  $\nabla\text{ФПУ} = 726,00$ .

#### 6.2.2.4. Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани, представленной на рисунке Е.1, использована таблица 6-12 [5]. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение  $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$  и представлены в таблице Е.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 11 м, определённым по таблице 6-14 [5].

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 721,00 + 1,6 \cdot 4 = 727,40 \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}, \nabla\text{ГБ}] = \nabla\text{ГГП} = 727,40 \quad (6.33)$$

#### 6.2.2.5. Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 725,00 - 683,00 = 42 \text{ м} \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_{\text{Б}})^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 122^2}{(16 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 1,66 \text{ м} \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} \quad (6.36)$$

где  $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{122}{16 + 3 \cdot (2-1)} = 6,39 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{6,39}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (42-0)}} = 0,25 \text{ м}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{6,39}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (42-0,25)}} = 0,25 \text{ м}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{\text{кр}}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,25}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (1,66/0,25)^3} - 1 \right] = 5,96 \text{ м} \quad (6.37)$$

Так как  $h''_c = 5,96 \text{ м} > h_{\text{нб}} = 4,9 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Толщина водобойной плиты определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 25,76 \cdot \sqrt{0,25} = 1,93 \text{ м} \quad (6.38)$$

где  $v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{122}{0,25 \cdot (16 + 3 \cdot (2-1))} = 25,76 \text{ м/с}.$

Принимаем толщину плиты водобоя 2 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 27,67 \approx 23,52 = 24 \text{ м} \quad (6.39)$$

где  $l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 5,96 - 0,25) = 27,67 \text{ м}.$

### 6.2.2.6. Расчёт водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 5,96 - 2,52 = 4,03 \text{ м} \quad (6.40)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – напор над водобойной стенкой.

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q_c}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = \left( \frac{6,39}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 6,39^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,96)^2} = 2,52 \text{ м}$$



Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой. Высота слоя воды перед водобойной стенкой:

$$T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 2,52 + 4,03 = 6,55 \text{ м} \quad (6.41)$$

Сопряжённые глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}$$

где  $\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{6,39}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (6,55 - 0)}} = 0,63 \text{ м}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{6,49}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (6,55 - 0,63)}} = 0,66 \text{ м}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,66}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (1,66/0,66)^3} - 1 \right] = 3,42 \text{ м}$$

Так как глубина в НБ больше, чем вторая сопряжённая глубина ( $h_{нб} = 4,9 \text{ м} > h''_c = 3,42 \text{ м}$ ) прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются.

Принимаем высоту водобойной стенки 4,1 м.

### 6.2.3. Расчёт пропуска расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия  $D = 2,6 \text{ м}$ .

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,3 + 2,0 = 3,3 \text{ м}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,5 = 684,00 + 3,5 + 3,3 = 690,80 \quad (6.42)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{725,00 - 715,77}{2} - 690,80 = 29,59 \text{ м} \quad (6.43)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu\omega\sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 5,31 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,59} = 102,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.44)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,3^2 = 5,31 \text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{191}{102,3} = 1,86 \quad (6.45)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода  $n = 2$ .

### 6.3. Конструирование плотины

#### 6.3.1. Определение ширины подошвы плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани [1, рис. 3.1], определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{П}}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}} \quad (6.46)$$

где  $\alpha_1 = 0,5$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов;

$\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;

$\rho_{\text{б}} = 2400 \text{ кг/м}^3$  – плотность бетона;

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 725,00 - 681,00 = 44,00 \text{ м} \quad (6.47)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_{\text{в}} = 683,00 - 2,00 = 681,00 \quad (6.48)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\operatorname{tg} \varphi \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.49)$$

где  $\varphi = 33$  – угол внутреннего трения грунта основания [6];

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины [7].

Задаваясь различными значениями  $n$ , определены несколько значений  $B_{\Pi}$ , представленные в таблице Е.2, и построены два графика зависимости  $B_{\Pi} = f(n)$ . Точка пересечения графиков определяет ширину подошвы.

Пересечение кривых  $B_{\Pi}^I = f(n)$  и  $B_{\Pi}^{II} = f(n)$  представлено на рисунке Е.2.

Графики пересекаются в точке  $B_{\Pi} = 35,2$  м и  $n = 0,41$ .

Принимаем ширину подошвы плотины 35,2 м.

### 6.3.2. Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на скальном основании разрезка швами в основном произведена по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами 11 м.

Деформационные температурно-осадочные швы устроены вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов 1-2 см.

### 6.3.3. Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина быка 3 м. Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

### 6.3.4. Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 40 м, длина стенки, сопрягающей водосбросную и глухую плотины равна 30 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапециевидальную форму, размеры устоя: ширина 3 м, длина 100 м.

### 6.3.5. Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{др} = 2$  м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \quad (6.50)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{37,1 \cdot 1,2}{25} = 1,78 \text{ м}$$

где  $H_d = 37,1$  м – напор над расчётным сечением;  
 $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;  
 $I_{кр.т} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.  
Принимаем  $a_{др} = 4$  м.

### 6.3.6. Галереи в теле плотины

По высоте плотины галереи расположены через 15 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки  $\nabla_{пол.гал.} = 684,00$  и  $\nabla_{пол.гал.} = 699,00$  и размеры галерей, соответственно,  $3 \times 3,5$  и  $2 \times 2,5$  м.

## 6.4. Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, анкерный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

### 6.4.1. Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

#### 6.4.1.1. Понур

Назначение понура – уменьшить фильтрационный расход и снизить противофильтрационное давление в основании плотины путём удлинения путём фильтрации.

Анкерный понур выполнен в виде железобетонных плит толщиной 0,7 м. Длина анкерного понура:

$$l_{\text{п}} = 1 \cdot H = 1 \cdot 42 = 42 \text{ м} \quad (6.51)$$

где  $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 725,00 - 683,00 = 42 \text{ м}$ .

Для повышения эффективности анкерного понура над ним уложен противофильтрационный слой из глины толщиной 2 м и грунтовой пригрузки.

#### **6.4.1.2. Шпунтовая стенка**

Применён железобетонный шпунт. Толщина шпунта 15 см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является изготовления их на месте строительства.

Длина шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты:

$$L_{\text{шп}} = 0,5H = 0,5 \cdot 42 = 21 \text{ м} \quad (6.52)$$

где  $H = 42 \text{ м}$  – напор на сооружении.

#### **6.4.1.3. Дренажные устройства в основании**

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

Применён трёхслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

### **6.5. Конструктивные элементы нижнего бьефа**

#### **6.5.1. Водобой**

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Под водобойной плитой устроен плоский горизонтальный дренаж с обратным фильтром. Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского (6.38).

#### **6.5.2. Рисберма и ковш**

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, толщина последней плиты должна быть не менее 0,5 м. Под плитами устраивают обратный фильтр.

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша. Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_H}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{6,39}{0,5}} = 3,93 \text{ м} \quad (6.53)$$

где  $K_p = 1,1$  – коэффициент, зависящий от условий размыва;

$q_p = 6,39 \text{ м}^3/\text{с}$  – удельный расход на рисберме;

$V_H = 0,5 \text{ м/с}$  – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока в НБ 1 м [1, табл. 5.1].

Дно ковша присыпано слоем мелкого камня толщиной 3 м. Уклон откосов ковша 1:2.

Общая длина послепрыжкового участка определена по опыту проектирования рисберм в России:

$$l_{пп} = 2l_B = 2 \cdot 21,0 = 42,0 \text{ м} \quad (6.54)$$

где  $l_B$  – длина водобоя.

## 6.6. Фильтрационные расчёты подземного контура

Для нескального основания фильтрационный расчёт произведён методом удлинённой контурной линии.

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчен в определённом масштабе (КП-13.03.02-0401359-ГРЗ).

Длина проекции подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = L_{пон} + B_{п} = 42 + 35,2 = 77,2 \text{ м} \quad (6.55)$$

где  $B_{п}$  – ширина подошвы плотины.

Длина проекции подземного контура на вертикаль:

$$S_0 = \nabla_{ДНА} - \nabla_{НЗ} + L_{пп} = 683,00 - 681,00 + 21 = 25,0 \text{ м} \quad (6.56)$$

где  $\nabla_{НЗ}$  – отметка низа зубьев.

Глубина активной зоны фильтрации определена в соответствии с таблицей 6.1 [1] по отношению  $l_0/S_0$ :

$$T_a = 0,8S_0 + 0,5l_0 = 0,8 \cdot 25,0 + 0,5 \cdot 77,2 = 58,60 \text{ м} \quad (6.57)$$

Так как водоупор в основании отсутствует, за расчётную глубину  $T_p$  принята  $T_a$ .

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем и нижнем бьефе, до водоупора:

$$T_{cp} = \frac{T_1+T_2+T_3+T_4+T_5+T_6}{6} = \frac{58,60+55,90+54,60+56,60+54,60+58,60}{6} = 56,48 \text{ м} \quad (6.58)$$

где  $T_1 = T_6 = T_a = 58,60 \text{ м};$

$T_2 = T_1 - 2,70 = 55,90 \text{ м};$

$T_3 = T_5 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{НЗ}}) = 58,60 - (683,00 - 679,00) = 54,60 \text{ м};$

$T_4 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{ПОД}}) = 58,60 - (683,00 - 681,00) = 56,60 \text{ м}.$

Параметры фильтрационного потока определены с помощью построения треугольника потерь напора (КП-13.03.02-0401359-ГРЗ). Длина участков  $l_{0-1}$  и  $l_{13-14}$ :

$$l_{0-1} = l_{13-14} = 0,44T_{cp} = 0,44 \cdot 56,48 = 24,85 \text{ м} \quad (6.59)$$

Действительный напор:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{min}} = 725,00 - 685,10 = 39,90 \text{ м} \quad (6.60)$$

Измеренные значения напора в каждой точке схемы занесены в таблицу Е.3. Треугольник потерь напора и эпюра уменьшения фильтрационного давления представлены на чертеже КП-13.03.02-0401359-ГРЗ.

## 6.7. Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе –  $\nabla_{\text{УНБ}_{min}}$ .

### 6.7.1. Определение основных нагрузок на плотину

#### 6.7.1.1. Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{пл}$  и  $G_б$  определяются в программе AutoCAD:  $S_{пл} = 738,97 \text{ м}^2$ ,  $S_б = 1001,53 \text{ м}^2$ .

Площади быка и плотины представлены на рисунке Е.3.

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{738,97 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 12653,35 \text{ кН/м} \quad (6.61)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_6$  – толщина быка;

$\rho_6$  – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1001,53 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 6430,92 \text{ кН/м} \quad (6.62)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.63)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (726,00 - 721,00 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2 \quad (6.64)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 44 \cdot \sqrt{44} \cdot 9,81 = 157,47 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{157,47}{8 + 3} = 14,32 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Вес 1 п.м. понура:

$$G_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g \cdot \rho_6 = 29,40 \cdot 9,81 \cdot 2400 = 692,19 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

где  $S_{\text{п}} = h_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}} = 0,7 \cdot 42 = 29,40 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения понура.

### 6.7.1.2. Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 44,00^2}{2} = 9496,08 \text{ кН/м} \quad (6.67)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 725,00 - 681,00 = 44,00 \text{ м}$ .

Со стороны нижнего бьефа:



$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,10^2}{2} = 82,45 \text{ кН/м} \quad (6.68)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}}_{\text{min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 685,10 - 681,00 = 4,10 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 15,58 = 152,83 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^H = 15,58 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

### 6.7.1.3. Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,10 = 40,22 \text{ кН} \quad (6.70)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}}_{\text{min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 685,10 - 681,00 = 4,10 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 110,40 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1083,02 \text{ кН/м} \quad (6.71)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 110,40 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

### 6.7.1.4. Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в п. 6. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{Ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 382,61 = 3753,42 \text{ кН/м} \quad (6.72)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 382,61 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Суммарное фильтрационное давление на секцию понура, определяется по эпюре фильтрационного давления с помощью AutoCAD, площадь данной эпюры ограничена точками 1-4 и равна:  $S_{\text{ФП}} = 1232,91 \text{ м}^2$ .

### 6.7.1.5. Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2 \quad (6.73)$$

где  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем  $h_H = 2 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_H = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.  
Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м} \quad (6.74)$$

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p'_{гр} = (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.75)$$

$$p''_{гр} = (12,62 \cdot 2,0) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 5,90 \text{ кН/м}^2$$

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.76)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 12,62 \cdot 4,0) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 20,78 \text{ кН/м}^2$$

где  $h_{гр} = 4,0 \text{ м}$  – толщина слоя грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{5,9 + 20,78}{2} \cdot 4,0 = 53,36 \text{ кН/м} \quad (6.77)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$p'_{пн} = (\gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.78)$$

$$p''_{пн} = (24 \cdot 4,0) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 162,82 \text{ кН/м}^2$$

$$p''_{пн} = (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} + \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.79)$$

$$p''_{пн} = (12,62 \cdot 4,0 + 24 \cdot 5,5) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 29,04 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{пн} + p''_{пн}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{162,82 + 29,04}{2} \cdot 4,0 = 383,72 \text{ кН/м} \quad (6.80)$$

### 6.7.1.6. Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.81)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,55 \cdot \left( \frac{5,86}{3,14} + \frac{0,16}{2} \right) = 5,29 \text{ кН/м}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ой обеспеченности;  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,55^2}{5,86} = 0,16 \text{ м} \quad (6.82)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{волн}$  находится ниже относительно уровня покоя ВБ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{5,86}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,55 = 0,72 \text{ м} \quad (6.83)$$

### 6.7.1.7. Сила сопротивления сдвигу анкерного понура

Сила сдвига, которую воспринимает одна секция анкерного понура (поперечное сечение) определяется как [7, рисунок 7.37]:

$$R_a = (W_{пн} - W_{фп}) \cdot tg\varphi + c \cdot F \quad (6.84)$$

где  $W_{пн}$  – сила веса призмы давления воды на 1 п.м. анкерного понура;  
 $W_{фп}$  – сила фильтрационного давления на секцию 1 п.м. понура;  
 $F = 29,4 \text{ м}^2$  – площадь понура;  
 $\varphi = 33$  – угол внутреннего трения грунта основания;  
 $c = 0$  – сцепление грунта основания.

$$W_{пн} = S_{пн} \cdot g = 1753,50 \cdot 9,81 = 17201,79 \text{ кН} \quad (6.85)$$

где  $S_{пн} = 1753,50 \text{ м}^2$  – площадь давления воды на понур со стороны ВБ;

$$W_{\text{фп}} = S_{\text{фп}} \cdot g = 1232,91 \cdot 9,81 = 12094,85 \text{ кН} \quad (6.86)$$

$$R_a = (17201,79 - 12904,85) \cdot \text{tg}(33) + 0 \cdot 21 = 3316,49 \text{ кН}$$

### 6.7.2. Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица Е.4, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке  $\gamma_f$  [4]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{14151,53}{35,2} + \frac{6 \cdot 5403,00}{35,2^2} = -375,87 \text{ кН/м}^2 \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = -375,87 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 44,00 \cdot (1 - 0^2) = -431,64 \text{ кН/м}^2$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 725,00 - 681,00 = 44,00 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1,$$

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 44,00 + (-375,87)) \cdot 0 = 0 \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = -375,87 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 44,00 \cdot 0^2 = -375,87 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 44,00 = -431,64 \text{ кН/м}^2; \quad (6.91)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{14151,53}{35,2} - \frac{6 \cdot 5403,00}{35,2^2} = -428,20 \text{ кН/м}^2 \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = -428,20 \cdot 0,47^2 - 9,81 \cdot 4,10 \cdot (1 - 0,47^2) = -124,58 \text{ кН/м}^2$$

где  $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 685,10 - 681,00 = 4,10 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 30^\circ = 0,47 \quad (6.94)$$

где  $\alpha_2 = 25^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.95)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,10 - 428,20) \cdot 0,47 = 180,92 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = -428,20 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 4,10 \cdot 0,47^2 = -512,56 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 4,10 = -40,22 \text{ кН/м}^2$$

где  $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – главные напряжения, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице Е.5.

### 6.7.3. Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.98)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности;  
 $\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [4, п. 8.16];  
 $R_b = 7,5$  МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;  
 $\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условия работы [8, таблица 6];

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-512,56| \leq 0,95 \cdot 7,5$$

$$0,62 \text{ кН/м}^2 \leq 7,12 \text{ кН/м}^2$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.99)$$

$$-375,87 \text{ кПа} < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.100)$$

$$375,87 \text{ кПа} \geq 107,91 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

#### 6.7.4. Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.101)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [4];  
 $\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [4];  
 $\gamma_c = 0,95$  – коэффициент условий работы [8];  
 $R$  – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);  
 $F$  – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 + G_{п} - W_{ф} - W_{взв} + W_{н}) \cdot \text{tg } \varphi + R_a \quad (6.102)$$

$$R = (12020,69 + 6109,38 + 12,88 + 692,19 - 3753,42 - 1083,02 + 152,83) \cdot \operatorname{tg} 33^\circ + 3316,49 = 12721,48 \text{ кН}$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ав}} \quad (6.103)$$

$$F = 9496,08 - 82,45 + 5,29 + 9,81 + 0 = 9495,29 \text{ кН}$$

$$\frac{12721,48 \cdot 0,95}{9495,29 \cdot 1,0} = 1,27 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тунгирского гидроузла**

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

Тунгирский гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Тунгир в 36 км от п. Тупик и п. Заречное.

Исток р. Тунгир находится на северо-восточном склоне Тунгирского хребта. Длина реки – 500 км. В створе проектируемой Тунирской ГЭС водосборная площадь представляет широкую межгорную долину. Площадь водосборного бассейна составляет 14 700 км<sup>2</sup>. Площадь водосбора, ширина реки до 70 м, глубина до 1,5 м.

Питание реки снеговое и дождевое. Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года. Ледостав устанавливается в октябре и продолжается до апрель-мая. Ледоход осенью и весной 5—8 дней. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к резко континентальному климатическому району с недостаточным количеством атмосферных осадков. Зима продолжительная и суровая, малоснежная, с большим числом ясных дней; лето короткое и тёплое (иногда жаркое) — сухое в первой половине и влажное во второй. Колебания суточных и годовых температур большие, в некоторых районах годовая амплитуда составляет 94 °С и более. Средняя температура июля — +14-20 °С (максимум +35 °С), января — -28-34 °С (минимум -56.7 °С). Среднегодовая температура — -10.9 °С

Основными источниками загрязнения реки Сал в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, сельскохозяйственных объектов, находящихся ниже по течению от створа строительства. Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Территории в районе строительства Тунгирской ГЭС практически лишены древесной растительности и заняты кочковатыми пушице-осоковыми марями. При переходе марей к тайге нередко развиваются ерники. Наиболее распространены мшистые листовенничники с ярусом из багульника болотного и листовенничники багульниково-брусничные с подлеском из ольховника или



березки Миддендорфа. На дренированных грунтах – леса с подлеском из рододендрона даурского.

В районе площадки строительства Тунгирского ГУ обитают:

- копытные – северный олень, снежный баран, лось, сибирская косуля;
- пушные – соболь, рысь, белка, колонок, горноста́й, лисица, росомаха;
- хищники – горноста́й, волк, бурый медведь;
- птицы – тундряная куропатка, рогатый жаворонок, горный конек, горная трясогузка, ворона черная, глухарь и кедровка.

Водные биологические ресурсы реки Тунгир на участке строительства Тунгирской ГЭС представлены следующими видами: голянь, окунь, чебак, щука, хариус, ленок, карась.

Краснокнижный статус обрели чернозобая гагара, малая колпица, серый гусь, гуменник, касатка, очковая гага, сибирская гага, камчатский тетереви́тник, большой подорлик, большая белая куропатка, чернобрюхий глухарь, исландский песочник, малый веретенник и другие. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Тунгирского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Воздействие Тунгирской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

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

При строительстве Тунгирского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Сал в нижнем бьефе Сальского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### 7.3. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные:

1.1. Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2. Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3. Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4. Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5. Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6. Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7. Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8. Организация и проведение производственного экологического контроля.

2. Санитарно-технические:

2.1. Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2. Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3. Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4. Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5. Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6. Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7. Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8. Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10. Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

#### 7.4. Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме  
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m$$

$N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (502500 м<sup>3</sup>)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{502500 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 22613 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m$$

$N$ - количество арматуры, т (85 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{85 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,7 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 22613 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,7 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.

#### **7.5. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

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

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 36 км от ГЭС находятся населенные пункты – п. Тупик и п. Заречное, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения п. Тупик и п. Заречное, в пределах промплощадок объектов Тунгирской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

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

## **8. Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда**

### **8.1. Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из главных задач эксплуатации является обеспечение безопасности ГТС., которая обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнического сооружения. Работа службы по обеспечению безопасности Тунгирской ГЭС осуществляется за счет соблюдения технических стандартов, законов, регламентов, производственных и должностных инструкций.

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений Тунгирской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

### **8.2. Охрана труда**

Согласно СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования настоящего стандарта, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил

безопасности), Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Сооружения и оборудование Тунгирской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом, предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС.

У Тунгирской ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Тунгирской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Экспликации планов эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликации при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Тунгирская ГЭС должна обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности,
- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- знаний работниками средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- соблюдения работниками норм ОиБТ,
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Не допускается выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям настоящего стандарта.



Работник обязан немедленно докладывать непосредственному, а в его отсутствие – вышестоящему руководителю о любом несчастном случае, происшедшем на производстве, о признаках профессионального заболевания, а также о ситуации, которая создает угрозу жизни и здоровью людей.

При несчастном случае на соответствующем рабочем месте должны быть сохранены обстановка и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью персонала и не приведет к повреждению оборудования ГЭС.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников ГЭС незамедлительно должна быть оказана первая помощь.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Каждый несчастный случай должен расследоваться и учитываться в соответствии с положениями о расследовании и учете несчастных случаев.

Руководители и специалисты, не обеспечивающие выполнение требований настоящего стандарта, не принявшие должных мер для предотвращения несчастных случаев или повреждения здоровья, связанных с исполнением работником трудовых обязанностей, должны привлекаться к административной, дисциплинарной или уголовной ответственности согласно действующему законодательству.

Рабочие места ГЭС должны быть аттестованы на соответствие требованиям ОиБТ согласно действующему положению о порядке аттестации.

На Тунгирской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

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

### **8.3. Пожарная безопасность**

НА основании ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность Тунгирской ГЭС должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;

– обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

Объекты, пожары на которых могут привести к массовому поражению людей, находящихся на этих объектах, и окружающей территории опасными и вредными производственными факторами (по ГОСТ 12.0.003), а также опасными факторами пожара и их вторичными проявлениями, должны иметь системы пожарной безопасности, обеспечивающие минимально возможную вероятность возникновения пожара. Конкретные значения минимально возможной вероятности возникновения пожара определяются проектировщиками и технологами при паспортизации этих объектов в установленном порядке.

Объекты, отнесенные к соответствующим категориям по пожарной опасности согласно нормам технологического проектирования для определения категорий помещений и зданий по пожарной и взрывопожарной опасности, должны иметь экономически эффективные системы пожарной безопасности.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

## **9. Технико-экономические показатели**

### **9.1. Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **9.1.1. Оценка объёмов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице Ж.1.

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

#### **9.1.2. Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице Ж.2.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице Ж.3.

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице Ж.4.

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице Ж.5.

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть текущих затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы, представленной на рисунке Ж.1.

## **9.2. 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 Ж.6.

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль. Также видно, что значительная часть расходов ГЭС приходится на налог на добавленную стоимость (НДС).

### **9.3. 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.

По данным таблицы видно, что величина прибыли растет вместе с увеличением выдаваемой мощности ГЭС

Анализ денежных потоков представлен на рисунке Ж.2.

По рисунку видно, что до 2035 года чистой прибыли не наблюдается, поскольку деньги вкладываются в строительство, оборудование. Чистая прибыль появляется начиная с 2036 года.

### **9.4. Оценка инвестиционного проекта**

#### **9.4.1. Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

1) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

2) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

3) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Тунгирской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

#### **9.4.2. Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице Ж.8.

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 265,1 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,35 руб./кВт•ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

#### **9.4.3. Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице Ж.9.

В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты.

## **10. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанции**

Самозапуском называется восстановление нормальной работы электродвигателя без вмешательства персонала после кратковременного перерыва электроснабжения или глубокого снижения напряжения. Если по какой-либо причине исчезло (кроме отключения КЗ в сети С.Н. выключателем ввода) рабочее питание секции шин С.Н. или всех С.Н. блока, с помощью устройства аварийного ввода резерва (АВР) будет подано резервное питание. За время отсутствия питания частота вращения механизмов С.Н. снижается. После восстановления питания в самозапуске будут участвовать все двигатели, которые остались подключенными к шинам.

Главная задача самозапуска – сохранить работоспособность технологической линии или агрегата при кратковременном нарушении электроснабжения. Обоснованное применение самозапуска в сочетании со средствами автоматики всегда приводит к повышению надежности электроснабжения и уменьшению простоев механизмов.

Самозапуск может происходить:

1. После кратковременного глубокого снижения напряжения, вследствие близкого короткого замыкания (КЗ), отключаемого релейной защитой. При этом в самозапуске будут одновременно участвовать те двигатели, у которых напряжение снизилось до значения, вызвавшего снижение угловой скорости. Двигатели все время остаются подключенными к источникам питания.

2. После кратковременного перерыва электроснабжения при срабатывании устройств автоматического ввода резерва (АВР) или автоматического повторного включения (АПВ). Здесь в самозапуске участвуют одновременно все двигатели, которые при исчезновении напряжения отключались от источников, питания и были вновь подключены к ним после действия автоматики.

При подаче напряжения питания осуществляется режим собственно самозапуска электродвигателей, когда частота вращения возрастает, самозапуск будет успешным, если агрегаты собственных нужд, участвующие в этом режиме, развернутся до рабочей частоты вращения за допустимое время.

Успешность самозапуска зависит от времени перерыва питания, параметров питающей сети, суммарной мощности не отключенных электродвигателей и их загрузки, механических характеристик механизмов и других факторов.

### **10.1. Назначение электродвигателей собственных нужд**

На ГЭС двигатели собственных нужд обслуживают устройства управления турбинами, системы охлаждения и смазки подшипников и возбуждения. Наиболее существенное значение для бесперебойности работы станций имеют двигатели системы возбуждения генераторов в тех случаях, когда возбуждение выполнено по схеме выносных агрегатов (двигатель-

генератор) при питании двигателя от системы собственных нужд. Для обеспечения устойчивости работы системы возбуждения при ее форсировках двигатель выбирается со значительным запасом по мощности, так что в нормальном режиме он работает с большой недогрузкой. На низконапорных ГЭС насосы технического водоснабжения обеспечивают охлаждение и смазку подшипников и подпятников гидроагрегатов. На высоконапорных ГЭС техническое водоснабжение осуществляется отбором воды из верхнего бьефа без применения насосов.

Двигатели маслонапорных установок обеспечивают подачу масла в напорную часть этих установок. Масло является рабочей средой для системы регулирования и управления турбиной. Режим работы этих двигателей имеет прерывистый, периодический характер, определяемый работой системы регулирования и управления и восполнением утечек масла из этой системы. При интенсивной работе системы (например, при сбросах нагрузки или пусках генератора) дополнительное количество масла в системах дают резервные масляные электронасосы, двигатели которых питаются обычно от общественных устройств собственных нужд. Резервные электронасосы маслонапорных установок пускаются автоматически при понижении давления или уровня масла в масловоздушных котлах и от системы автоматического управления гидроагрегатом.

Для снабжения масловоздушных котлов воздухом предусматриваются компрессоры высокого давления, двигатели которых работают периодически и кратковременно ввиду наличия в системе воздуhosнабжения ресиверов. На станции обычно устанавливаются два-три компрессора, осуществляющих централизованное снабжение воздухом маслонапорных установок всех турбоагрегатов.

Компрессоры низкого давления обеспечивают воздухом системы торможения гидроагрегатов и хозяйственные нужды станции. Двигатели этих компрессоров работают также периодически в зависимости от расхода воздуха на торможение и ремонтные работы.

Двигатели вспомогательных механизмов — пожарного водоснабжения, насосов откачки турбинных камер, дренажных насосов, нагнетательной и вытяжной вентиляции, вентиляторов системы охлаждения трансформаторов — по характеру работы мало отличаются от двигателей такого же назначения тепловых электростанций. Условия работы двигателей на гидростанциях более благоприятны, чем на тепловых станциях. Для всех механизмов гидростанций выбираются короткозамкнутые асинхронные электродвигатели.

## **10.2. Схемы электроснабжения собственных нужд электростанции**

Технологический процесс получения электроэнергии на ГЭС значительно проще, чем на тепловых и атомных электростанциях, поэтому требует значительно меньшего числа механизмов с. н.



Подсчет нагрузок с. н. ГЭС ведется конкретно для каждого проекта, так как эти нагрузки зависят не только от мощности установленных агрегатов, но и от типа электростанции (приплотинная, деривационная, водосливная и др.).

В отличие от тепловых электростанций на ГЭС отсутствуют крупные электродвигатели напряжением 6 кВ, поэтому распределение электроэнергии осуществляется на напряжении 0,4/0,23 кВ. Питание с. н. производится от трансформаторов, присоединенных к:

1. токопроводам генератор — трансформатор без выключателя со стороны генераторного напряжения;
2. шинам генераторного напряжения;
3. выводам НН автотрансформатора связи;
4. местной подстанции.

Целесообразность установки отдельных трансформаторов, присоединенных к РУ 220 кВ и более, должна быть обоснована.

Потребители с. н. ГЭС делятся на агрегатные (маслонасосы МНУ, насосы откачки воды с крышки турбины, охлаждение главных трансформаторов и др.) и общестанционные (насосы технического водоснабжения, насосы откачки воды из отсасывающих труб, дренажные и пожарные насосы, отопление, освещение, вентиляция, подъемные механизмы и др.).

Часть этих потребителей являются ответственными (техническое водоснабжение, маслоохладители трансформаторов, маслонасосы МНУ, система пожаротушения, механизмы закрытия затворов напорных трубопроводов). Нарушение электроснабжения этих потребителей с. н. может привести к повреждению или отключению гидроагрегата, снижению выработки электроэнергии, разрушению гидротехнических сооружений. Такие потребители должны быть обеспечены надежным питанием от двух независимых источников.

Схема питания с. н. мощной ГЭС с общими питающими трансформаторами представлена на рисунке 3.1.

Агрегатные с. н. питаются от отдельных секций 0,4/0,23 кВ. Часть потребителей общестанционных с. н. может быть значительно удалена от здания ГЭС, поэтому возникает необходимость распределения электроэнергии на более высоком напряжении (3,6 или 10 кВ). В этом случае предусматриваются главные трансформаторы с. н. Т1, Т2 и агрегатные Т5—Т8. Трансформаторы Т9—Т12 служат для питания общестанционных нагрузок. Резервное питание секций 6 кВ осуществляется от местной подстанции, оставшейся после строительства ГЭС. Резервирование агрегатных с. н. осуществляется от резервных трансформаторов Т3, Т4. Ответственные потребители с. н., отключение которых может принести к отключению гидроагрегата или снижению его нагрузки, присоединяются к разным секциям с. н.

Мощность трансформаторов агрегатных с. н. выбирается по суммарной нагрузке с. н. соответствующих агрегатов. Главные трансформаторы (Т1, Т2) выбираются с учетом взаимного резервирования и с возможностью их аварийной перегрузки.

При большом числе и значительной единичной мощности агрегатов находит применение схема раздельного питания агрегатных и общестанционных потребителей. Агрегатные сборки 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов, присоединенных отпайкой к энергоблоку. Резервирование их осуществляется от трансформаторов, присоединенных к РУ с. н. 6—10 кВ, которое получает питание от автотрансформаторов связи между РУ ВН и РУ СН.

### 10.3. Основные причины нарушения электроснабжения

При кратковременных нарушениях электроснабжения системы собственных нужд режим самозапуска обеспечивает устойчивую работу технологического оборудования электростанции и обычно не вносит ограничений по нагрузке генератора.

Основные причины, вызывающие кратковременное нарушение электроснабжения системы собственных нужд и последующий самозапуск электродвигателей, следующие:

1. Отключение рабочего трансформатора или питающей линии при повреждении на секциях собственных нужд или при совпадении короткого замыкания на присоединении с отказом соответствующего выключателя;
2. Автоматическое отключение блока при повреждениях турбины, генератора, трансформатора блока или трансформатора собственных нужд;
3. Понижения напряжения на секциях собственных нужд, приводящие к АВР действием защиты номинального напряжения;
4. Ошибочные или самопроизвольные отключения основного оборудования и оборудования собственных нужд электростанции.

Действенным средством повышения надежности работы оборудования собственных нужд в режиме самозапуска электродвигателей является уменьшение перерыва в питании, обеспечиваемое рациональными уставками релейной защиты и системной автоматики. Перерыв в питании при отключении рабочего и включении действием АВР резервного источника питания собственных нужд, а также при отключении повреждений на присоединениях собственных нужд на современных электростанциях допускается не большим следующих значений:

- 0,7 с при отключении рабочего источника питания действием быстродействующих защит или при ошибочном отключении его персоналом;
- 1,5 с при отключении рабочего источника питания действием его максимальной токовой защиты;
- 3,5 с при отключении выключателя рабочего источника питания действием защиты минимального напряжения.

Более длительные перерывы в питании могут допускаться в случае, если возможность самозапуска электродвигателей подтверждена расчетом и результатами испытаний.

#### 10.4. Этапы самозапуска электродвигателей

Длительность самозапуска зависит от времени перерыва питания (паузы), параметров питающих трансформаторов, реакторов, шин и кабельных линий, мощности участвующих в самозапуске электродвигателей, механических характеристик механизмов, типа регуляторов возбуждения. В процессе самозапуска происходят изменения токов, напряжения и частоты вращения двигателей. На рисунке 9.1 показаны диаграммы изменения напряжения, тока, частоты вращения двигателей при их переводе на резервное питание. После отключения рабочего источника питания в момент времени  $t$ , напряжение на выводах двигателей становится равным нулю, и начинается торможение. В момент времени  $2t$  включается резервный источник питания. На выводах двигателей вновь появляется напряжение, и они начинают разгоняться. Таким образом, весь процесс самозапуска можно разделить на четыре этапа.

Диаграмма токов, напряжения и частоты вращения двигателя при действии АВР представлена на рисунке 3.2.

Весь процесс самозапуска можно разделить на четыре этапа.

Первый этап – выбег агрегатов, который зависит от причины нарушения электроснабжения и может быть индивидуальным, когда выбегающие двигатели не оказывают заметного влияния друг на друга, и групповым, когда взаимное влияние двигателей значительно.

В общем случае выбег представляет собой сложный процесс. Всякий двигатель при выбеге развивает ЭДС в обмотке статора. У асинхронных двигателей она невелика, у синхронных значительна. При значительной ЭДС на процессе выбега сказывается взаимное влияние двигателей: агрегаты с более высоким моментом инерции работают как генераторы, а с малым моментом инерции – как двигатели, и изменение частоты вращения всех агрегатов происходит одинаково. Такой выбег называется групповым. Он имеет место, пока остаточное напряжение на шинах не снизится до  $0,25 U_{ном}$ . В дальнейшем взаимное влияние двигателей не сказывается и выбег каждого агрегата происходит как индивидуальный.

Второй этап – оценка возможности самозапуска, которая сводится к сравнению развиваемого двигателем электромагнитного момента ( $M_{эсэ}$ ) с механическим моментом сопротивления ( $M_{ссы}$ ) при восстановлении электроснабжения. При этом электромагнитный момент должен превышать механический момент сопротивления:  $M_{эсэ} \geq 1,1 M_{ссы}$ . Одновременно на этом этапе расчета необходимо обеспечить допустимое снижение напряжения на шинах нагрузки, обычно  $U_{доп} \geq 0,7 U_{ном}$ .

Третий этап – разгон и восстановление рабочего режима. После восстановления питания начинается разгон двигателя. На этом этапе самозапуск отличается от пуска наличием следующих особенностей:

1. В самозапуске участвует группа электродвигателей, что увеличивает токи в питающих элементах, приводит к снижению напряжения на

зажимах двигателей и уменьшению их вращающего электромагнитного момента;

2. В момент восстановления питания двигателей часть двигателей или все двигатели вращаются с остаточной скоростью. Так как в момент появления напряжения двигатель имеет остаточную эдс происходит его несинхронное включение. Максимальное значение периодической составляющей тока включения будет иметь место, если напряжение питающей сети и эдс двигателя находятся в противофазе. В некоторых случаях токи самозапуска могут превышать значения пусковых токов. Это возможно, например, при быстром АПВ или АВР, когда эдс двигателей, временно отключенных от питающей системы не успеют значительно снизиться. При этом токи самозапуска мощных асинхронных двигателей иногда на несколько десятков процентов, а синхронных более чем в два раза, превышают пусковые. Возникающие при этом динамические усилия могут вызывать недопустимую деформацию обмоток, а моменты вращения, передающиеся по валу двигателя, в ряде случаев представляют опасность для целостности последнего

3. Самозапуск происходит, как правило, при нагруженных механизмах, что приводит к увеличению времени разгона и повышению температуры обмоток.

По мере разгона ток двигателя снижается, а напряжение на его выводах повышается. Такой характер зависимости обусловлен тем, что сопротивление двигателя изменяется в зависимости от частоты вращения.

Анализ возможности самозапуска и расчет разгона двигателей при самозапуске проводят с помощью характеристик электромагнитного момента, соответствующих установившимся режимам.

Самозапуск можно считать обеспеченным, если при пониженном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости и если за время разгона температура нагрева обмоток не превысит допустимого значения. С этой точки зрения время перерыва электроснабжения должно быть как можно меньшим.

Четвертый этап – расчет нагрева электродвигателей, который производится совместно с третьим этапом и сводится к вычислению теплового импульса без учета передачи тепла в окружающую среду.

### **10.5. Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд упрощенным способом**

Определение возможности самозапуска асинхронного двигателя складывается из следующей последовательности расчетов:

1. Определяется снижение скорости (увеличение скольжения) за время перерыва электроснабжения и скольжение в момент восстановления напряжения;

2. Определяется напряжение на зажимах двигателя в момент восстановления электроснабжения;

3. Рассчитывается вращающий момент двигателя для полученного выше напряжения;

4. Момент сопротивления механизма определяется по его характеристике, которая должна быть задана;

Иногда для определения возможности самозапуска производят упрощённый расчёт. Достаточно получить значение напряжения на зажимах электродвигателя и проверить условие  $U_{сз} \geq 0,55 U_{ном. д.}$

Для определения напряжения на двигателях при их самозапуске, необходимо знать параметры двигателей и питающих трансформаторов (реакторов), т.е. их мощности и индуктивные сопротивления.

Сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_k \% \cdot U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{ном}} \quad (10.1)$$

где  $U_k \%$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора;

$I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора.

Суммарное сопротивление электродвигателя:

$$Z_D = \frac{0,2 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} \quad (10.2)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение электродвигателей;

$I_{\Sigma ном}$  – сумма пусковых токов самозапускающихся электродвигателей.

Напряжение на зажимах электродвигателя в начальный момент самозапуска составит:

$$U_{сз} = \frac{Z_D \cdot U_c}{\Sigma Z} \quad (10.3)$$

где  $U_c = 1,05 U_{ном, д}$  – напряжение источника питания.

Ток самозапуска:

$$I_{сз} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \Sigma Z} \quad (10.4)$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Тунгирского гидроузла на р. Тунгир, являющимся сооружением II класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 103 МВт и среднемноголетняя выработка 655 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 39,85 м;
- расчетный – 33,05 м;
- минимальный – 28,5 м;

При выборе турбин рассматривались два варианта: ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ40б-В. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 110 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-655/110-32 с номинальной активной мощностью 37,5 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 2 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТРДНС-63000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1500/10,5 кВ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- водосбросная бетонная плотина;
- правобережная земляная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 35,2 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 681,00;
- число водопропускных отверстий – 2;
- ширина водопропускных отверстий – 8,0 м;
- отметка гребня плотины – 726,95;
- ширина гребня – 16,2 м.

Гашение кинетической энергии водяного потока, пропускаемого через водосливную плотину, производится с помощью водобойной стенки. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на

отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,2 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,15). Таким образом, плотина Тунгирского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 315 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 88733,8 руб./кВт.

Таким образом строительство Тунгирского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.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.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
11. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.



14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. 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.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 – 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. 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.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html/>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов; – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.

30. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание : дата введения 2003-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003114?marker> (дата обращения: 06.06.2022).

31. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

32. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.10.2020 №1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010080046?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 06.06.2022).

33. СП 38.13330.2018. Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) : дата введения 2019-02-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 06.06.2022).

34. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения : дата введения 2020-06-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564542210> (дата обращения: 06.06.2022).

35. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / Справочник по гидравлическим расчётам, изд. 4 переработ. П.Г. Киселев. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

36. СП 23.13330.2018. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений : дата введения 2019-02-14 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863425> (дата обращения: 06.06.2022).

37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819> (дата обращения: 06.06.2022).

39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-

технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095521> (дата обращения: 06.06.2022).

40. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 27.05.2022).

42. Эрнст А.Д. Самозапуск асинхронных электродвигателей: Учеб. пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. 46 с.

43. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001-64с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Общие сведения

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Тунгир

| Годы | I    | II   | III  | IV   | V    | VI   | VII | VIII | IX   | X    | XI   | XII  |
|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|
| 1944 | 0,16 | 2,64 | 0,89 | 1,48 | 321  | 446  | 412 | 310  | 134  | 29   | 5,88 | 1,34 |
| 1945 | 0,72 | 1,51 | 9,03 | 3,66 | 168  | 991  | 314 | 186  | 70,9 | 13,9 | 3,07 | 0,91 |
| 1946 | 1,76 | 1,16 | 2,24 | 4,98 | 34,8 | 530  | 757 | 335  | 143  | 16,6 | 3,01 | 1,18 |
| 1947 | 0,21 | 2,14 | 2,77 | 2,14 | 10,4 | 747  | 245 | 335  | 88,5 | 19   | 2,3  | 0,25 |
| 1948 | 1,02 | 1,07 | 2,93 | 2,93 | 63,8 | 497  | 226 | 246  | 71,7 | 9,71 | 2,38 | 0,2  |
| 1949 | 0,64 | 1,8  | 3,41 | 4,07 | 52   | 289  | 193 | 151  | 51,7 | 12   | 1,57 | 0,74 |
| 1950 | 0,83 | 3,57 | 5,62 | 3,53 | 15,8 | 663  | 223 | 422  | 144  | 17,7 | 1,67 | 0,18 |
| 1951 | 0,79 | 4,1  | 5,7  | 3,4  | 35   | 1130 | 245 | 167  | 50,4 | 11,2 | 1,95 | 0,19 |
| 1952 | 1,22 | 0,22 | 5,46 | 2,77 | 4,58 | 398  | 320 | 320  | 72,7 | 12   | 1,86 | 0,41 |
| 1953 | 0,58 | 0,2  | 0,66 | 4,17 | 143  | 350  | 562 | 275  | 276  | 31   | 3,6  | 0,26 |
| 1954 | 2,61 | 0,08 | 0,13 | 6,63 | 23,4 | 837  | 264 | 335  | 203  | 23,2 | 4,96 | 0,34 |
| 1955 | 0,91 | 0,54 | 1,17 | 4,89 | 90,5 | 250  | 528 | 219  | 44,7 | 9,9  | 2,49 | 0,13 |
| 1956 | 2,04 | 4,01 | 3,3  | 6,86 | 10,7 | 920  | 183 | 270  | 104  | 17,7 | 2,74 | 0,94 |
| 1957 | 2,48 | 10,8 | 2,76 | 8,46 | 53,4 | 365  | 442 | 255  | 47,7 | 16,3 | 7,96 | 1,46 |
| 1958 | 2,66 | 6,38 | 5,88 | 8,49 | 21,6 | 355  | 462 | 215  | 72,3 | 14,1 | 1,97 | 0,3  |
| 1959 | 1,33 | 2,47 | 5,24 | 16,6 | 138  | 308  | 588 | 462  | 215  | 12   | 1,47 | 0,4  |
| 1960 | 0,51 | 2,77 | 7,98 | 4,18 | 3,81 | 457  | 266 | 211  | 110  | 9,08 | 0,27 | 1,4  |
| 1961 | 1,4  | 0,84 | 3,39 | 6,47 | 54,3 | 423  | 521 | 396  | 112  | 16,2 | 6,06 | 0,55 |
| 1962 | 1,76 | 0,03 | 3,72 | 5,2  | 45,5 | 588  | 574 | 259  | 49,9 | 22,8 | 3,51 | 0,05 |
| 1963 | 0,15 | 0,14 | 2,03 | 4,93 | 7,6  | 698  | 581 | 137  | 66,7 | 23   | 6,09 | 0,95 |
| 1964 | 3,91 | 7,19 | 0,76 | 8,26 | 12,6 | 509  | 211 | 170  | 63   | 23,3 | 1,11 | 0,7  |
| 1965 | 0,9  | 1,43 | 1,18 | 7,66 | 13,3 | 523  | 288 | 163  | 101  | 17,4 | 0,84 | 1,45 |
| 1966 | 0,67 | 1,47 | 2,41 | 6,31 | 39,2 | 284  | 267 | 449  | 215  | 16   | 0,51 | 1,23 |
| 1967 | 0,66 | 2,19 | 4,67 | 5,64 | 470  | 461  | 470 | 423  | 142  | 31,2 | 2,42 | 0,13 |
| 1968 | 0,1  | 5,79 | 2,95 | 2,85 | 481  | 442  | 354 | 309  | 80,4 | 27,8 | 0,7  | 0,3  |
| 1969 | 0,38 | 1,58 | 6,42 | 2,59 | 75,9 | 620  | 346 | 215  | 182  | 35   | 5,25 | 0,57 |
| 1970 | 0,31 | 0,51 | 9,86 | 3,58 | 54,2 | 462  | 304 | 522  | 140  | 29,2 | 1,6  | 0,34 |
| 1971 | 1,62 | 6,05 | 15,2 | 7,38 | 105  | 226  | 244 | 246  | 78,6 | 20,2 | 1,61 | 0,14 |
| 1972 | 0,65 | 4,81 | 1,2  | 2,92 | 37,2 | 251  | 306 | 521  | 244  | 16,9 | 1,61 | 0,11 |
| 1973 | 0,12 | 2,77 | 1,03 | 5,36 | 82,3 | 246  | 155 | 158  | 161  | 23,5 | 3,44 | 0,35 |
| 1974 | 4,75 | 1    | 10,2 | 9,14 | 276  | 533  | 459 | 393  | 188  | 26,9 | 1,15 | 0,32 |
| 1975 | 1,32 | 0,53 | 7,42 | 4,29 | 195  | 601  | 490 | 508  | 306  | 37,7 | 4,02 | 0,12 |
| 1976 | 1,41 | 1,02 | 6,17 | 7,54 | 51,4 | 426  | 139 | 67,5 | 36,5 | 12,1 | 2,57 | 0,84 |
| 1977 | 1,79 | 0,23 | 4,35 | 6,87 | 32,7 | 93,7 | 234 | 489  | 161  | 22,8 | 1,54 | 0,22 |
| 1978 | 1,07 | 0,31 | 6,08 | 6,01 | 113  | 988  | 803 | 292  | 74,2 | 18,7 | 1,95 | 0,01 |
| 1979 | 0,74 | 1,08 | 4,57 | 4,8  | 49,4 | 243  | 411 | 386  | 233  | 11,1 | 1,54 | 0,35 |
| 1980 | 0,75 | 2,63 | 1,78 | 9,16 | 11,9 | 643  | 372 | 186  | 93   | 16,4 | 1,33 | 0,4  |
| 1981 | 0,41 | 0,62 | 3,13 | 8,56 | 30,6 | 299  | 322 | 400  | 162  | 19,4 | 1,92 | 0,97 |
| 1982 | 2,24 | 0,26 | 5,65 | 15,4 | 181  | 330  | 192 | 397  | 203  | 23,2 | 1,24 | 1,14 |
| 1983 | 2,15 | 1,19 | 8,99 | 6,15 | 54,8 | 198  | 168 | 251  | 114  | 18   | 2    | 1,11 |
| 1984 | 1,05 | 4,13 | 8,7  | 6,22 | 98,6 | 400  | 562 | 344  | 103  | 13,3 | 4,57 | 0,45 |
| 1985 | 1,76 | 2,27 | 5,62 | 6,82 | 156  | 825  | 387 | 411  | 119  | 22,8 | 1,49 | 0,48 |
| 1986 | 0,98 | 1,39 | 5,09 | 5,46 | 25,1 | 889  | 244 | 661  | 266  | 34,8 | 2,69 | 0,26 |
| 1987 | 0,72 | 1,19 | 6,65 | 4,75 | 11,9 | 527  | 471 | 280  | 152  | 13,5 | 1,41 | 0,84 |

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

| Годы | I    | II   | III  | IV   | V    | VI  | VII | VIII | IX   | X    | XI   | XII  |
|------|------|------|------|------|------|-----|-----|------|------|------|------|------|
| 1988 | 0,56 | 0,7  | 3,65 | 4,59 | 144  | 558 | 413 | 602  | 126  | 43,2 | 2,33 | 0,09 |
| 1989 | 0,33 | 1,01 | 5,62 | 7,4  | 79,6 | 199 | 267 | 264  | 92,9 | 11,3 | 0,78 | 0,65 |
| 1990 | 1,36 | 0,22 | 4,1  | 3,8  | 192  | 508 | 629 | 397  | 108  | 19,3 | 3,17 | 0,12 |
| 1991 | 0,35 | 1,32 | 2,76 | 5,74 | 80,6 | 710 | 127 | 169  | 64,2 | 22,3 | 2,94 | 0,39 |
| 1992 | 0,48 | 0,35 | 5,49 | 5,04 | 64   | 230 | 196 | 153  | 80,3 | 16,2 | 2,86 | 0,06 |
| 1993 | 0,26 | 0,28 | 4,24 | 4,38 | 16,1 | 395 | 235 | 125  | 95,1 | 16   | 1,63 | 1,4  |
| 1994 | 0,47 | 0,33 | 14,4 | 3,53 | 135  | 684 | 303 | 279  | 295  | 21,5 | 1,95 | 0,11 |
| 1995 | 0,42 | 0,67 | 5,39 | 2,04 | 147  | 934 | 310 | 204  | 153  | 23,8 | 4,87 | 0,48 |
| 1996 | 0,32 | 0,89 | 8,42 | 2,08 | 267  | 415 | 320 | 597  | 405  | 49,1 | 3,38 | 0,47 |
| 1997 | 0,5  | 0,59 | 3,45 | 2,57 | 138  | 706 | 507 | 134  | 125  | 23   | 2,51 | 0,05 |
| 1998 | 1,12 | 0,98 | 2,52 | 8,14 | 100  | 415 | 702 | 272  | 322  | 5,52 | 3,14 | 0,31 |
| 1999 | 0,52 | 3,36 | 7,24 | 4,86 | 148  | 466 | 157 | 167  | 70,8 | 12   | 1,72 | 0,84 |

Таблица А.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефов

| Кривая связи отметки уровня верхнего бьефа от объёма |           | Кривая связи отметки уровня нижнего бьефа от расхода |            |             |            |
|--|-----------|--|------------|-------------|------------|
|  |           | зимняя   |            | летняя      |            |
| $Z_{ВБ}, м$  | $V, км^3$ | $Z_{НБ}, м$  | $Q, м^3/с$ | $Z_{НБ}, м$ | $Q, м^3/с$ |
| 685  | 0         | 683  | 0          | 683         | 0          |
| 690  | 0,1438    | 684  | 46         | 684         | 41         |
| 695  | 0,335     | 685  | 109        | 685         | 98         |
| 700  | 0,624     | 686  | 204        | 686         | 184        |
| 705  | 1,227     | 687  | 355        | 687         | 320        |
| 710  | 2,335     | 688  | 541        | 688         | 487        |
| 715  | 3,277     | 689  | 748        | 689         | 673        |
| 720  | 4,679     | 690  | 1100       | 690         | 990        |
| 725  | 6,155     | 691  | 1455       | 691         | 1309       |
| 730  | 7,721     | -  | -          | -           | -          |

Таблица А.3 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

| $Q, м^3/с$      | I    | II   | III  | IV   | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X    | XI   | XII  |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Требования ВХК  | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 | 90,0 |
| Потребление     | 0,0  | 0,3  | 0,6  | 0,7  | 2,5  | 4,9  | 3,7  | 2,5  | 1,3  | 0,8  | 0,3  | 0,1  |
| Фильтрация      | 0,0  | 0,3  | 0,6  | 0,7  | 2,5  | 4,9  | 3,7  | 2,5  | 1,3  | 0,8  | 0,3  | 0,1  |
| Испарение       | 0,0  | 0,3  | 0,6  | 0,7  | 2,5  | 4,9  | 3,7  | 2,5  | 1,3  | 0,8  | 0,3  | 0,1  |
| Льдообразование | 0,0  | 0,3  | 0,6  | 0,7  | -2,0 | -8,0 | -5,0 | -3,0 | -1,0 | 0,8  | 0,0  | 0,0  |

Таблица А.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Тунгирского ГУ

| Название       | $N_{уст}, МВт$ | $\mathcal{E}_{ср.год.}, млн. кВт \cdot ч$ |
|----------------|----------------|---|
| Шилкинская ГЭС | 720            | 2900                                      |

Окончание приложения А

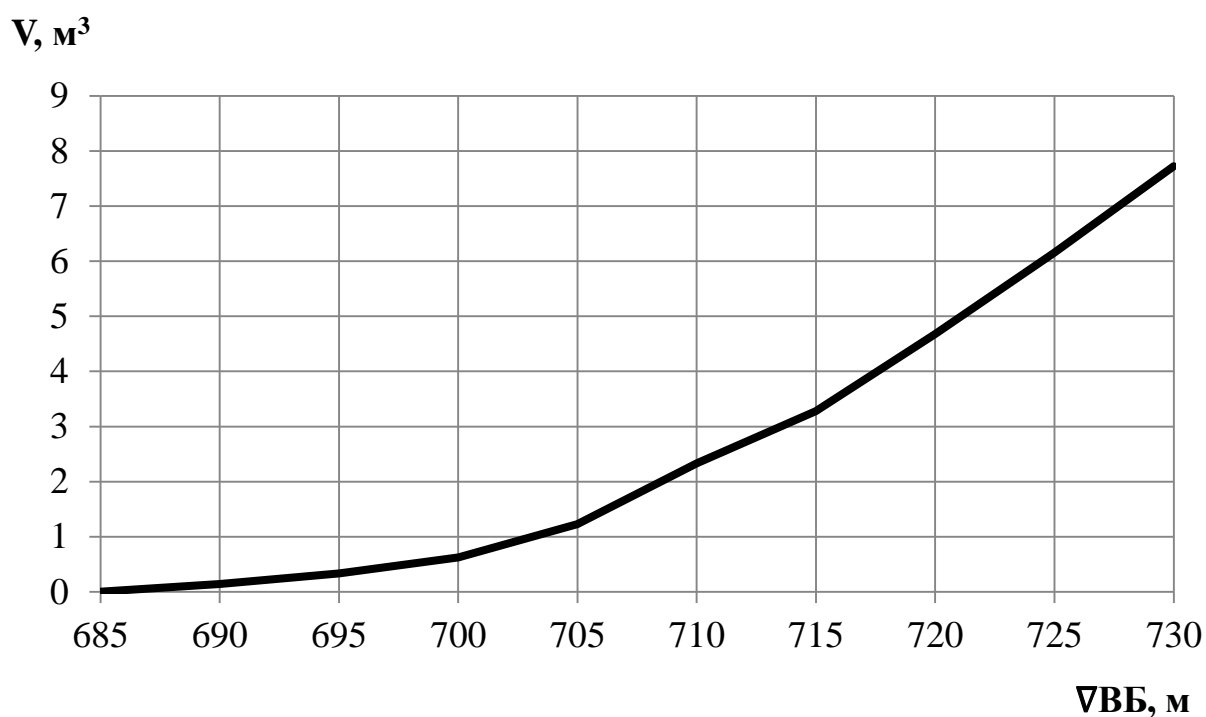


Рисунок А.1 – Кривая связи верхнего бьефа

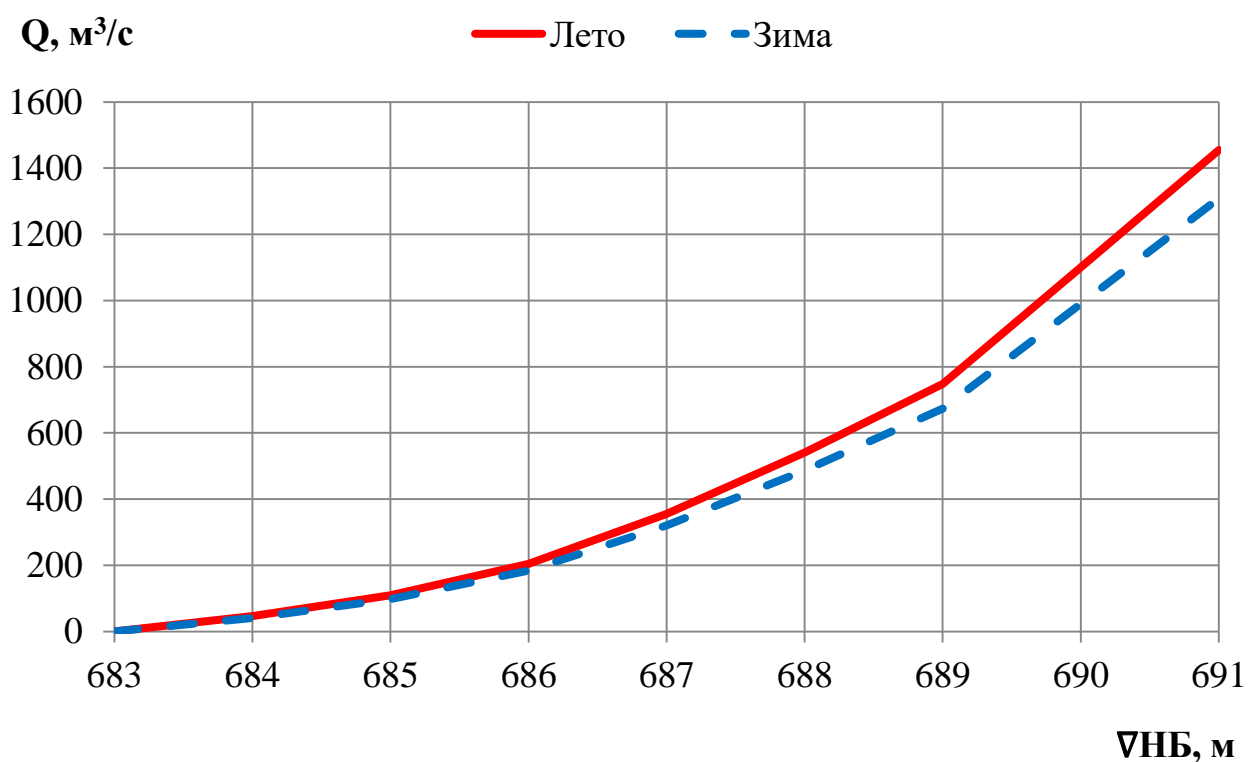


Рисунок А.2 – Кривые связи нижнего бьефа

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

| Часы             | Р(ОДУ Востока), МВт | ΔР, МВт | ΔЭ, млн.кВт.ч | ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч | ΔР (координ.), МВт |
|------------------|---------------------|---------|---------------|---------------------------|--------------------|
| 20.12.2019 0:00  | 1032                | 3,1     | 3,1           | 3,1                       | 3,1                |
| 20.12.2019 1:00  | 1029                | 0,3     | 0,6           | 3,7                       | 3,4                |
| 20.12.2019 2:00  | 1028                | 4,7     | 14,0          | 17,7                      | 8,1                |
| 20.12.2019 3:00  | 1024                | 0,2     | 0,7           | 18,4                      | 8,3                |
| 20.12.2019 4:00  | 1023                | 3,3     | 16,7          | 35,2                      | 11,6               |
| 20.12.2019 5:00  | 1020                | 5,8     | 34,5          | 69,7                      | 17,4               |
| 20.12.2019 6:00  | 1014                | 0,6     | 4,5           | 74,2                      | 18,0               |
| 20.12.2019 7:00  | 1014                | 8,4     | 67,3          | 141,5                     | 26,4               |
| 20.12.2019 8:00  | 1005                | 0,0     | 0,3           | 141,9                     | 26,5               |
| 20.12.2019 9:00  | 1005                | 2,5     | 24,8          | 166,7                     | 28,9               |
| 20.12.2019 10:00 | 1003                | 0,0     | 0,0           | 166,7                     | 28,9               |
| 20.12.2019 11:00 | 1003                | 4,9     | 58,3          | 224,9                     | 33,8               |
| 20.12.2019 12:00 | 998                 | 0,0     | 0,0           | 224,9                     | 33,8               |
| 20.12.2019 13:00 | 998                 | 10,1    | 141,0         | 365,9                     | 43,9               |
| 20.12.2019 14:00 | 988                 | 11,7    | 175,3         | 541,2                     | 55,6               |
| 20.12.2019 15:00 | 976                 | 11,4    | 183,0         | 724,1                     | 67,0               |
| 20.12.2019 16:00 | 965                 | 22,4    | 380,8         | 1105,0                    | 89,4               |
| 20.12.2019 17:00 | 942                 | 5,5     | 99,7          | 1204,7                    | 94,9               |
| 20.12.2019 18:00 | 937                 | 11,0    | 208,4         | 1413,0                    | 105,9              |
| 20.12.2019 19:00 | 926                 | 7,2     | 144,6         | 1557,6                    | 113,1              |
| 20.12.2019 20:00 | 919                 | 2,5     | 52,1          | 1609,7                    | 115,6              |
| 20.12.2019 21:00 | 916                 | 3,6     | 79,9          | 1689,6                    | 119,2              |
| 20.12.2019 22:00 | 913                 | 2,0     | 45,5          | 1735,1                    | 121,2              |
| 20.12.2019 23:00 | 911                 | 910,6   | 21853,2       | 23588,3                   | 1031,8             |

Таблица Б.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

| Часы             | Р(ОДУ Востока), МВт | ΔР, МВт | ΔЭ, млн.кВт.ч | ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч | ΔР (координ.), МВт |
|------------------|---------------------|---------|---------------|---------------------------|--------------------|
| 20.06.2019 0:00  | 800                 | 0,8     | 0,8           | 0,8                       | 0,8                |
| 20.06.2019 1:00  | 799                 | 4,9     | 9,9           | 10,7                      | 5,8                |
| 20.06.2019 2:00  | 794                 | 5,6     | 16,8          | 27,5                      | 11,4               |
| 20.06.2019 3:00  | 789                 | 0,1     | 0,6           | 28,1                      | 11,5               |
| 20.06.2019 4:00  | 789                 | 1,0     | 4,9           | 32,9                      | 12,5               |
| 20.06.2019 5:00  | 788                 | 0,6     | 3,5           | 36,4                      | 13,1               |
| 20.06.2019 6:00  | 787                 | 0,8     | 5,8           | 42,2                      | 13,9               |
| 20.06.2019 7:00  | 786                 | 2,6     | 21,0          | 63,2                      | 16,5               |
| 20.06.2019 8:00  | 784                 | 0,7     | 6,1           | 69,3                      | 17,2               |
| 20.06.2019 9:00  | 783                 | 1,1     | 11,1          | 80,5                      | 18,3               |
| 20.06.2019 10:00 | 782                 | 0,1     | 1,6           | 82,1                      | 18,4               |
| 20.06.2019 11:00 | 782                 | 2,5     | 30,2          | 112,3                     | 21,0               |

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

| Часы             | Р(ОДУ Востока), МВт | ΔР, МВт | ΔЭ, млн.кВт.ч | ΔЭ (координат.) млн.кВт.ч | ΔР (координ.), МВт |
|------------------|---------------------|---------|---------------|---------------------------|--------------------|
| 20.06.2019 12:00 | 779                 | 2,6     | 33,7          | 145,9                     | 23,6               |
| 20.06.2019 13:00 | 776                 | 9,9     | 138,4         | 284,4                     | 33,4               |
| 20.06.2019 14:00 | 767                 | 4,7     | 71,2          | 355,6                     | 38,2               |
| 20.06.2019 15:00 | 762                 | 24,6    | 393,0         | 748,5                     | 62,7               |
| 20.06.2019 16:00 | 737                 | 5,5     | 93,5          | 842,0                     | 68,2               |
| 20.06.2019 17:00 | 732                 | 19,2    | 345,0         | 1187,0                    | 87,4               |
| 20.06.2019 18:00 | 713                 | 4,1     | 78,6          | 1265,6                    | 91,6               |
| 20.06.2019 19:00 | 708                 | 7,7     | 154,6         | 1420,2                    | 99,3               |
| 20.06.2019 20:00 | 701                 | 3,7     | 78,5          | 1498,8                    | 103,0              |
| 20.06.2019 21:00 | 697                 | 1,8     | 39,6          | 1538,3                    | 104,8              |
| 20.06.2019 22:00 | 695                 | 0,8     | 19,0          | 1557,3                    | 105,6              |
| 20.06.2019 23:00 | 694                 | 694,4   | 16664,8       | 18222,1                   | 800,0              |

Таблица Б.3 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибири Забайкальского РДУ

| Месяц | Р <sub>max</sub> (лето) | Р <sub>max</sub> (зима) | $\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$ | a   | b   | Р <sub>t,max</sub> , МВт |
|-------|-------------------------|-------------------------|--|-----|-----|--------------------------|
| 1     | 800                     | 1032                    | 0,97                                     | 916 | 116 | 1028                     |
| 2     |                         |                         | 0,71                                     |     |     | 998                      |
| 3     |                         |                         | 0,26                                     |     |     | 946                      |
| 4     |                         |                         | -0,26                                    |     |     | 886                      |
| 5     |                         |                         | -0,71                                    |     |     | 834                      |
| 6     |                         |                         | -0,97                                    |     |     | 804                      |
| 7     |                         |                         | -0,97                                    |     |     | 804                      |
| 8     |                         |                         | -0,71                                    |     |     | 834                      |
| 9     |                         |                         | -0,26                                    |     |     | 886                      |
| 10    |                         |                         | 0,26                                     |     |     | 946                      |
| 11    |                         |                         | 0,71                                     |     |     | 998                      |
| 12    |                         |                         | 0,97                                     |     |     | 1028                     |



Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Востока

| Месяц | Рсред.(лето) | Рсред.(зима) | $\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$ | a   | b   | Рт.сред, МВт |
|-------|--------------|--------------|--|-----|-----|--------------|
| 1     | 759          | 983          | 0,97                                     | 871 | 112 | 979          |
| 2     |              |              | 0,71                                     |     |     | 950          |
| 3     |              |              | 0,26                                     |     |     | 900          |
| 4     |              |              | -0,26                                    |     |     | 842          |
| 5     |              |              | -0,71                                    |     |     | 792          |
| 6     |              |              | -0,97                                    |     |     | 763          |
| 7     |              |              | -0,97                                    |     |     | 763          |
| 8     |              |              | -0,71                                    |     |     | 792          |
| 9     |              |              | -0,26                                    |     |     | 842          |
| 10    |              |              | 0,26                                     |     |     | 900          |
| 11    |              |              | 0,71                                     |     |     | 950          |
| 12    |              |              | 0,97                                     |     |     | 979          |

Таблица Б.5 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

| m  | P, % | Среднегодовой |                | Межень |            | Половодье |            |
|----|------|---------------|----------------|--------|------------|-----------|------------|
|    |      | Год           | Qср.год., м³/с | Год    | Qпол, м³/с | Год       | Qмеж, м³/с |
| 1  | 2    | 1991          | 448            | 1959   | 64         | 1991      | 1293       |
| 2  | 4    | 1978          | 384            | 1975   | 50         | 1978      | 1098       |
| 3  | 5    | 1975          | 359            | 1967   | 47         | 1986      | 985        |
| 4  | 7    | 1986          | 356            | 1995   | 46         | 1975      | 978        |
| 5  | 9    | 1996          | 345            | 1988   | 45         | 1996      | 950        |
| 6  | 11   | 1967          | 335            | 1994   | 44         | 1967      | 912        |
| 7  | 12   | 1985          | 323            | 1944   | 44         | 1985      | 890        |
| 8  | 14   | 1974          | 317            | 1946   | 43         | 1974      | 881        |
| 9  | 16   | 1988          | 316            | 1996   | 42         | 1990      | 863        |
| 10 | 18   | 1990          | 311            | 1953   | 42         | 1988      | 859        |
| 11 | 19   | 1998          | 305            | 1986   | 42         | 1998      | 856        |
| 12 | 21   | 1946          | 305            | 1985   | 40         | 1945      | 830        |
| 13 | 23   | 1995          | 298            | 1997   | 39         | 1946      | 828        |
| 14 | 25   | 1945          | 294            | 1982   | 38         | 1954      | 820        |
| 15 | 26   | 1959          | 292            | 1974   | 35         | 1995      | 801        |
| 16 | 28   | 1994          | 290            | 1990   | 35         | 1968      | 793        |
| 17 | 30   | 1968          | 284            | 1970   | 34         | 1951      | 789        |
| 18 | 32   | 1954          | 283            | 1969   | 33         | 1994      | 781        |
| 19 | 33   | 1944          | 277            | 1980   | 31         | 1959      | 748        |
| 20 | 35   | 1951          | 276            | 1972   | 31         | 1944      | 745        |
| 21 | 37   | 1953          | 274            | 1998   | 30         | 1997      | 743        |
| 22 | 39   | 1997          | 274            | 1968   | 30         | 1953      | 739        |
| 23 | 40   | 1962          | 259            | 1947   | 29         | 1962      | 733        |
| 24 | 42   | 1984          | 258            | 1978   | 27         | 1984      | 727        |

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

| m  | P, % | Среднегодовой |                            | Межень |    | Половодье |     |
|----|------|---------------|----------------------------|--------|----|-----------|-----|
|    |      | Год           | Ср.год., м <sup>3</sup> /с | Год    |    |           | Год |
| 25 | 44   | 1961          | 257                        | 1964   | 27 | 1950      | 726 |
| 26 | 46   | 1970          | 255                        | 1979   | 27 | 1961      | 722 |
| 27 | 47   | 1963          | 255                        | 1963   | 26 | 1956      | 717 |
| 28 | 49   | 1956          | 254                        | 1945   | 26 | 1963      | 712 |
| 29 | 51   | 1950          | 250                        | 1983   | 26 | 1970      | 696 |
| 30 | 53   | 1969          | 248                        | 1999   | 25 | 1987      | 695 |
| 31 | 54   | 1987          | 245                        | 1991   | 25 | 1969      | 678 |
| 32 | 56   | 1947          | 242                        | 1977   | 25 | 1947      | 669 |
| 33 | 58   | 1972          | 231                        | 1957   | 24 | 1972      | 633 |
| 34 | 60   | 1982          | 225                        | 1973   | 24 | 1979      | 620 |
| 35 | 61   | 1979          | 224                        | 1981   | 24 | 1980      | 606 |
| 36 | 63   | 1980          | 223                        | 1961   | 24 | 1982      | 600 |
| 37 | 65   | 1966          | 214                        | 1952   | 24 | 1966      | 595 |
| 38 | 67   | 1981          | 208                        | 1966   | 23 | 1981      | 576 |
| 39 | 68   | 1957          | 202                        | 1948   | 23 | 1957      | 558 |
| 40 | 70   | 1958          | 194                        | 1956   | 23 | 1958      | 552 |
| 41 | 72   | 1955          | 192                        | 1984   | 23 | 1955      | 544 |
| 42 | 74   | 1952          | 190                        | 1962   | 22 | 1952      | 521 |
| 43 | 75   | 1948          | 187                        | 1992   | 21 | 1965      | 519 |
| 44 | 77   | 1965          | 187                        | 1965   | 20 | 1948      | 516 |
| 45 | 79   | 1960          | 179                        | 1987   | 20 | 1960      | 509 |
| 46 | 81   | 1977          | 175                        | 1971   | 20 | 1977      | 475 |
| 47 | 82   | 1999          | 173                        | 1951   | 19 | 1999      | 469 |
| 48 | 84   | 1964          | 168                        | 1949   | 19 | 1964      | 451 |
| 49 | 86   | 1971          | 159                        | 1993   | 18 | 1971      | 436 |
| 50 | 88   | 1989          | 155                        | 1989   | 17 | 1989      | 430 |
| 51 | 89   | 1993          | 149                        | 1976   | 17 | 1993      | 411 |
| 52 | 91   | 1973          | 148                        | 1955   | 16 | 1973      | 396 |
| 53 | 93   | 1983          | 138                        | 1958   | 16 | 1983      | 361 |
| 54 | 95   | 1949          | 127                        | 1954   | 15 | 1949      | 343 |
| 55 | 96   | 1992          | 126                        | 1960   | 14 | 1976      | 342 |
| 56 | 98   | 1976          | 125                        | 1950   | 12 | 1992      | 334 |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1993 год):

| Месяцы                                       | I     | II    | III   | IV    | V   | VI  | VII | VIII | IX     | X     | XI    | XII   |
|--|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|------|--------|-------|-------|-------|
| $Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$           | 0,52  | 0,56  | 8,48  | 8,76  | 172 | 750 | 470 | 250  | 90,20  | 32,00 | 3,26  | 2,80  |
| $Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$  | 0,48  | 0,52  | 7,89  | 8,15  | 172 | 750 | 470 | 250  | 83,87  | 29,76 | 3,03  | 2,60  |
| $Q_i^{\text{кор}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 15,00 | 30,00 | 55,00 | 70,00 | 252 | 490 | 370 | 250  | 128,00 | 79,00 | 28,00 | 12,00 |

Таблица Б.7 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1939 год):

| Месяцы                                       | I     | II    | III   | IV     | V   | VI   | VII | VIII | IX     | X      | XI    | XII   |
|--|-------|-------|-------|--------|-----|------|-----|------|--------|--------|-------|-------|
| $Q_i^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$           | 4,08  | 8,02  | 6,6   | 13,72  | 321 | 1640 | 366 | 540  | 108,00 | 35,40  | 5,48  | 1,88  |
| $Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$  | 4,62  | 9,08  | 7,47  | 15,53  | 319 | 1628 | 363 | 536  | 122,28 | 40,08  | 6,20  | 2,13  |
| $Q_i^{\text{кор}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 40,00 | 65,00 | 98,00 | 196,00 | 419 | 816  | 612 | 406  | 202,28 | 102,00 | 56,00 | 42,00 |

Таблица Б.8 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

| Месяц  | 1        | 2         | 3         | 4         | 5         | 6          | 7          | 8         | 9         | 10        | 11        | 12       |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|
| $Q_{90\% \text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$  | 15,00    | 30,00     | 55,00     | 70,00     | 252,00    | 489,50     | 370,00     | 250,00    | 128,00    | 79,00     | 28,00     | 12,00    |
| $Q_{\text{испарения}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0,0      | 0,3       | 0,6       | 0,7       | 2,5       | 4,9        | 3,7        | 2,5       | 1,3       | 0,8       | 0,3       | 0,1      |
| $Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$         | 0,0      | 0,3       | 0,6       | 0,7       | 2,5       | 4,9        | 3,7        | 2,5       | 1,3       | 0,8       | 0,3       | 0,1      |
| $Q_{\text{лед}}, \text{ м}^3/\text{с}$       | 0,0      | 0,3       | 0,6       | 0,7       | 2,5       | 4,9        | 3,7        | 2,5       | 1,3       | 0,8       | 0,3       | 0,1      |
| $Q_{\text{потреб}}, \text{ м}^3/\text{с}$    | 0,0      | 0,3       | 0,6       | 0,7       | -2,0      | -8,0       | -5,0       | -3,0      | -1,0      | 0,8       | 0,0       | 0,0      |
| $Q_{\text{полезный}}, \text{ м}^3/\text{с}$  | 15       | 29        | 53        | 67        | 246       | 483        | 364        | 246       | 125       | 76        | 27        | 12       |
| $Z_{\text{вб}}, \text{ м}$                   | 725      | 725       | 725       | 725       | 725       | 725        | 725        | 725       | 725       | 725       | 725       | 725      |
| $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$                   | 683,39   | 683,72    | 684,23    | 684,50    | 686,33    | 687,69     | 687,05     | 686,32    | 685,21    | 684,52    | 683,68    | 683,31   |
| $H, \text{ м}$                               | 41,2     | 40,9      | 40,4      | 40,1      | 38,3      | 36,9       | 37,5       | 38,3      | 39,4      | 40,1      | 40,9      | 41,3     |
| $N_{\text{гэс быт}}, \text{ МВт}$            | <b>5</b> | <b>10</b> | <b>19</b> | <b>24</b> | <b>83</b> | <b>157</b> | <b>120</b> | <b>83</b> | <b>43</b> | <b>27</b> | <b>10</b> | <b>4</b> |
| $Q_{\text{вхк}}, \text{ м}^3/\text{с}$       | 90,0     | 90,0      | 90,0      | 90,0      | 90,0      | 90,0       | 90,0       | 90,0      | 90,0      | 90,0      | 90,0      | 90,0     |
| $Z_{\text{вб}}, \text{ м}$                   | 725      | 725       | 725       | 725       | 725       | 725        | 725        | 725       | 725       | 725       | 725       | 725      |
| $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$                   | 684,88   | 684,88    | 684,88    | 684,88    | 684,73    | 684,73     | 684,73     | 684,73    | 684,73    | 684,73    | 684,88    | 684,88   |

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.8

| Месяц                                      | 1         | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | 11        | 12        |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Н  | 39,7      | 39,7      | 39,7      | 39,7      | 39,9      | 39,9      | 39,9      | 39,9      | 39,9      | 39,9      | 39,7      | 39,7      |
| $N_{ГЭС\ ВХК}, \text{ МВт}$                | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>31</b> | <b>32</b> | <b>32</b> | <b>32</b> | <b>32</b> | <b>32</b> | <b>32</b> | <b>31</b> | <b>31</b> |
| $N_{ГЭС\ БЫТ} - N_{ГЭС\ ВХК}, \text{ МВт}$ | -26       | -21       | -13       | -8        | 51        | 125       | 89        | 51        | 12        | <b>-5</b> | -22       | -27       |

Таблица Б.9 – Данные для построения баланса энергии

| t, мес. | Рср, МВт | Нбыт, МВт | Нвхк, МВт |
|---------|----------|-----------|-----------|
| 1       | 979      | 5         | 31        |
| 2       | 950      | 10        | 31        |
| 3       | 900      | 19        | 31        |
| 4       | 842      | 24        | 31        |
| 5       | 792      | 83        | 32        |
| 6       | 763      | 157       | 32        |
| 7       | 763      | 120       | 32        |
| 8       | 792      | 83        | 32        |
| 9       | 842      | 43        | 32        |
| 10      | 900      | 27        | 32        |
| 11      | 950      | 10        | 31        |
| 12      | 979      | 4         | 31        |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

| месяц | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                |                |                |                |                   |                  |                  |                   |                 | Объем, км <sup>3</sup> |                        |                        |
|-------|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|       | Q <sub>быт.</sub>          | Потери         |                |                |                | Q <sub>пол.</sub> | Q <sub>вхк</sub> | Q <sub>гэс</sub> | Q <sub>водх</sub> | Q <sub>нб</sub> | ΔV                     | V <sub>водх. нач</sub> | V <sub>водх. кон</sub> |
|       |                            | Q <sub>ф</sub> | Q <sub>п</sub> | Q <sub>и</sub> | Q <sub>л</sub> |                   |                  |                  |                   |                 |                        |                        |                        |
| X     | 79                         | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 77                | 90               | 89               | 12                | 90              | 0,031                  | <b>6,155</b>           | 6,124                  |
| XI    | 28,00                      | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,0            | 27                | 90               | 194              | 167               | 194             | 0,447                  | 6,124                  | 5,677                  |
| XII   | 12,00                      | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,0            | 12                | 90               | 308              | 296               | 308             | 0,793                  | 5,677                  | 4,884                  |
| I     | 15,00                      | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 15                | 90               | 329              | 314               | 329             | 0,760                  | 4,884                  | 4,124                  |
| II    | 30,00                      | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 29                | 90               | 236              | 208               | 237             | 0,538                  | 4,124                  | 3,586                  |
| III   | 55,00                      | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 53                | 90               | 89               | 37                | 90              | 0,095                  | 3,586                  | 3,491                  |
| IV    | 70,00                      | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 67                | 90               | 89               | 22                | 90              | 0,059                  | 3,491                  | 3,432                  |
| V     | 252                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -2,0           | 246               | 90               | 87               | -159              | 90              | -0,412                 | 3,432                  | 3,844                  |
| VI    | 490                        | 5,6            | 5,6            | 5,6            | -8,0           | 481               | 90               | 84               | -396              | 90              | -1,061                 | 3,844                  | 4,906                  |
| VII   | 370                        | 3,7            | 3,7            | 3,7            | -5,0           | 364               | 90               | 86               | -278              | 90              | -0,744                 | 4,906                  | 5,649                  |
| VIII  | 250                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -3,0           | 246               | 90               | 88               | -158              | 90              | -0,410                 | 5,649                  | 6,059                  |
| IX    | 128                        | 0,9            | 0,9            | 0,9            | -1,0           | 126               | 90               | 89               | -37               | 90              | -0,097                 | 6,059                  | <b>6,155</b>           |

Окончание таблицы Б.10

| месяц | Уровень, м          |                     |                    |                 | H <sub>гэс</sub> , м | N <sub>гар</sub> , МВт | N <sub>гэс</sub> , МВт | Э, млн. кВт*ч |
|-------|---------------------|---------------------|--------------------|-----------------|----------------------|------------------------|------------------------|---------------|
|       | Верхнего бьефа      |                     |                    | Z <sub>нб</sub> |                      |                        |                        |               |
|       | Z <sub>вб нач</sub> | Z <sub>вб кон</sub> | Z <sub>вб ср</sub> |                 |                      |                        |                        |               |
| X     | 725,00              | 724,82              | 724,91             | 684,73          | 39,8                 | по ВХК                 | 31                     | 22            |
| XI    | 724,82              | 722,68              | 723,75             | 686,10          | 37,3                 | <b>64</b>              | 64                     | 46            |
| XII   | 722,68              | 720,45              | 721,56             | 686,93          | 34,2                 | <b>93</b>              | 93                     | 67            |
| I     | 720,45              | 718,54              | 719,50             | 687,06          | 32,0                 | <b>93</b>              | 93                     | 67            |
| II    | 718,54              | 716,49              | 717,52             | 686,44          | 30,7                 | <b>64</b>              | 64                     | 46            |
| III   | 716,49              | 716,05              | 716,27             | 684,88          | 31,0                 | по ВХК                 | 24                     | 18            |
| IV    | 716,05              | 715,77              | 715,91             | 684,88          | 30,6                 | по ВХК                 | 24                     | 17            |
| V     | <b>715,77</b>       | 717,56              | 716,67             | 684,73          | 31,5                 | по ВХК                 | 24                     | 17            |
| VI    | 717,56              | 720,50              | 719,03             | 684,73          | 33,9                 | по ВХК                 | 25                     | 18            |
| VII   | 720,50              | 722,57              | 721,54             | 684,73          | 36,4                 | по ВХК                 | 28                     | 20            |
| VIII  | 722,57              | 724,46              | 723,52             | 684,73          | 38,4                 | по ВХК                 | 30                     | 21            |
| IX    | 724,46              | <b>725,00</b>       | 724,73             | 684,73          | 39,6                 | по ВХК                 | 31                     | 22            |
|       |                     |                     |                    |                 |                      |                        | Σ                      | 382           |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.11- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по отметкам.

| месяц | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                |                |                |                |                   |                   |                  |                    |                 | Объем, км <sup>3</sup> |                        |                        |
|-------|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|------------------|--------------------|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|       | Q <sub>быт.</sub>          | Потери         |                |                |                | Q <sub>пол.</sub> | Q <sub>вхк.</sub> | Q <sub>ГЭС</sub> | Q <sub>водх.</sub> | Q <sub>НБ</sub> | ΔV                     | V <sub>водх. нач</sub> | V <sub>водх. кон</sub> |
|       |                            | Q <sub>ф</sub> | Q <sub>п</sub> | Q <sub>н</sub> | Q <sub>л</sub> |                   |                   |                  |                    |                 |                        |                        |                        |
| X     | 102                        | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 100               | 90                | 112              | 12                 | 113             | 0,031                  | 6,155                  | 6,124                  |
| XI    | 56                         | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,0            | 55                | 90                | 222              | 167                | 222             | 0,447                  | 6,124                  | 5,677                  |
| XII   | 42                         | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,0            | 42                | 90                | 338              | 296                | 338             | 0,793                  | 5,677                  | 4,884                  |
| I     | 40                         | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 40                | 90                | 354              | 314                | 354             | 0,760                  | 4,884                  | 4,124                  |
| II    | 65                         | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 64                | 90                | 114              | 50                 | 114             | 0,130                  | 4,124                  | 3,995                  |
| III   | 98                         | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 96                | 90                | 196              | 100                | 196             | 0,259                  | 3,995                  | 3,735                  |
| IV    | 196                        | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 193               | 90                | 307              | 114                | 307             | 0,304                  | 3,735                  | 3,431                  |
| V     | 419                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -2,0           | 413               | 90                | 187              | -226               | 190             | -0,586                 | 3,431                  | 4,017                  |
| VI    | 816                        | 5,6            | 5,6            | 5,6            | -8,0           | 807               | 90                | 284              | -523               | 290             | -1,401                 | 4,017                  | 5,418                  |
| VII   | 612                        | 3,7            | 3,7            | 3,7            | -5,0           | 606               | 90                | 406              | -200               | 410             | -0,536                 | 5,418                  | 5,954                  |
| VIII  | 406                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -3,0           | 402               | 90                | 348              | -54                | 350             | -0,140                 | 5,954                  | 6,094                  |
| IX    | 202                        | 0,9            | 0,9            | 0,9            | -1,0           | 201               | 90                | 177              | -24                | 178             | -0,062                 | 6,094                  | 6,155                  |

Окончание таблицы Б.11

| месяц | Уровень, м          |                     |                    |                 | H <sub>ГЭС</sub> , м | Z <sub>ВБ нач</sub> | N <sub>ГЭС</sub> , МВт | Э, млн. кВт*ч |
|-------|---------------------|---------------------|--------------------|-----------------|----------------------|---------------------|------------------------|---------------|
|       | Верхнего бьефа      |                     |                    | Z <sub>НБ</sub> |                      |                     |                        |               |
|       | Z <sub>ВБ нач</sub> | Z <sub>ВБ кон</sub> | Z <sub>ВБ ср</sub> |                 |                      |                     |                        |               |
| X     | 725,00              | 724,82              | 724,91             | 685,05          | 39,5                 |                     | 39                     | 28            |
| XI    | 724,82              | 722,68              | 723,75             | 686,33          | 37,0                 | 724,82              | 72                     | 52            |
| XII   | 722,68              | 720,45              | 721,56             | 687,12          | 34,0                 | 722,68              | 101                    | 73            |
| I     | 720,45              | 718,54              | 719,50             | 687,21          | 31,9                 | 720,45              | 99                     | 72            |
| II    | 718,54              | 718,11              | 718,33             | 685,23          | 32,7                 | 718,54              | 33                     | 24            |
| III   | 718,11              | 717,13              | 717,62             | 686,12          | 31,1                 |                     | 54                     | 39            |
| IV    | 717,13              | 715,77              | 716,45             | 686,93          | 29,1                 |                     | 79                     | 57            |
| V     | 715,77              | 718,19              | 716,98             | 685,88          | 30,7                 |                     | 51                     | 36            |
| VI    | 718,19              | 721,79              | 719,99             | 686,62          | 33,0                 |                     | 82                     | 59            |
| VII   | 721,79              | 723,91              | 722,85             | 687,30          | 35,1                 |                     | 126                    | 90            |
| VIII  | 723,91              | 724,65              | 724,28             | 686,97          | 36,9                 |                     | 113                    | 81            |
| IX    | 724,65              | 725,00              | 724,83             | 685,77          | 38,7                 |                     | 60                     | 43            |
|       |                     |                     |                    |                 |                      |                     | Σ                      | 654           |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12- Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям.

| месяц | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                |                |                |                |                   |                  |                  |                    |                 | Объем, км <sup>3</sup> |                        |                        |
|-------|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|------------------|------------------|--------------------|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|       | Q <sub>быт.</sub>          | Потери         |                |                |                | Q <sub>пол.</sub> | Q <sub>ВХК</sub> | Q <sub>ГЭС</sub> | Q <sub>водх.</sub> | Q <sub>НБ</sub> | ΔV                     | V <sub>водх. нач</sub> | V <sub>водх. кон</sub> |
|       |                            | Q <sub>ф</sub> | Q <sub>п</sub> | Q <sub>и</sub> | Q <sub>л</sub> |                   |                  |                  |                    |                 |                        |                        |                        |
| X     | 102                        | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 0,5            | 100               | 90               | 110              | 10                 | 111             | 0,026                  | 6,155                  | 6,129                  |
| XI    | 56                         | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,0            | 55                | 90               | 195              | 140                | 195             | 0,375                  | 6,129                  | 5,754                  |
| XII   | 42                         | 0,1            | 0,1            | 0,1            | 0,0            | 42                | 90               | 307              | 265                | 307             | 0,710                  | 5,754                  | 5,044                  |
| I     | 40                         | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 0,0            | 40                | 90               | 325              | 285                | 325             | 0,689                  | 5,044                  | 4,355                  |
| II    | 65                         | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 0,3            | 64                | 90               | 229              | 165                | 229             | 0,428                  | 4,355                  | 3,927                  |
| III   | 98                         | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 0,6            | 96                | 90               | 216              | 120                | 216             | 0,311                  | 3,927                  | 3,616                  |
| IV    | 196                        | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 0,7            | 193               | 90               | 262              | 69                 | 263             | 0,185                  | 3,616                  | 3,431                  |
| V     | 419                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -2,0           | 413               | 90               | 187              | -226               | 190             | -0,586                 | 3,431                  | 4,017                  |
| VI    | 816                        | 5,6            | 5,6            | 5,6            | -8,0           | 807               | 90               | 284              | -523               | 290             | -1,401                 | 4,017                  | 5,418                  |
| VII   | 612                        | 3,7            | 3,7            | 3,7            | -5,0           | 606               | 90               | 406              | -200               | 410             | -0,536                 | 5,418                  | 5,954                  |
| VIII  | 406                        | 2,5            | 2,5            | 2,5            | -3,0           | 402               | 90               | 348              | -54                | 350             | -0,140                 | 5,954                  | 6,094                  |
| IX    | 202                        | 0,9            | 0,9            | 0,9            | -1,0           | 201               | 90               | 177              | -24                | 178             | -0,062                 | 6,094                  | 6,155                  |

Окончание таблицы Б.12.

| месяц | Уровень, м          |                     |                    |                 | H <sub>ГЭС</sub> , м | N <sub>гар</sub> , МВт | N <sub>гэс</sub> , МВт | Э, млн. кВт*ч |
|-------|---------------------|---------------------|--------------------|-----------------|----------------------|------------------------|------------------------|---------------|
|       | Верхнего бьефа      |                     |                    | Z <sub>НБ</sub> |                      |                        |                        |               |
|       | Z <sub>ВБ нач</sub> | Z <sub>ВБ кон</sub> | Z <sub>ВБ ср</sub> |                 |                      |                        |                        |               |
| X     | 725,00              | 724,85              | 724,93             | 685,02          | 39,5                 | по ВХК                 | 38                     | 28            |
| XI    | 724,85              | 722,99              | 723,92             | 686,11          | 37,4                 | 64                     | 64                     | 46            |
| XII   | 722,99              | 720,81              | 721,90             | 686,92          | 34,6                 | 93                     | 93                     | 67            |
| I     | 720,81              | 719,21              | 720,01             | 687,04          | 32,6                 | 93                     | 93                     | 67            |
| II    | 719,21              | 717,88              | 718,54             | 686,38          | 31,8                 | 64                     | 64                     | 46            |
| III   | 717,88              | 716,62              | 717,25             | 686,28          | 30,6                 | по ВХК                 | 58                     | 42            |
| IV    | 716,62              | 715,77              | 716,20             | 686,63          | 29,2                 | по ВХК                 | 67                     | 48            |
| V     | 715,77              | 718,19              | 716,98             | 685,88          | 30,7                 | по ВХК                 | 51                     | 36            |
| VI    | 718,19              | 721,79              | 719,99             | 686,62          | 33,0                 | по ВХК                 | 82                     | 59            |
| VII   | 721,79              | 723,91              | 722,85             | 687,30          | 35,1                 | по ВХК                 | 126                    | 90            |
| VIII  | 723,91              | 724,65              | 724,28             | 686,97          | 36,9                 | по ВХК                 | 113                    | 81            |
| IX    | 724,65              | 725,00              | 724,83             | 685,77          | 38,7                 | по ВХК                 | 60                     | 43            |
|       |                     |                     |                    |                 |                      |                        | Σ                      | 655           |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

| месяц | Нагрузка системы |           |            | Проектируемая ГЭС |                   |                  | ТЭС       |               |               |
|-------|------------------|-----------|------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------|---------------|---------------|
|       | Р, МВт           | Равр, МВт | Рнагр, МВт | Нраб, МВт         | Ннагр пр ГЭС, МВт | Нрем пр ГЭС, МВт | Нраб, МВт | Навр ТЭС, МВт | Нрем ТЭС, МВт |
| 1     | 1028             | 82        | 13         | 93                | 1                 |                  | 935       | 75            |               |
| 2     | 998              | 80        | 13         | 64                | 1                 |                  | 925       | 74            |               |
| 3     | 946              | 76        | 12         | 24                | 0                 |                  | 921       | 74            |               |
| 4     | 886              | 71        | 12         | 24                | 0                 |                  | 862       | 69            |               |
| 5     | 834              | 67        | 11         | 24                | 0                 |                  | 810       | 65            | 56            |
| 6     | 804              | 64        | 10         | 25                | 0                 |                  | 779       | 62            | 88            |
| 7     | 804              | 64        | 10         | 28                | 0                 |                  | 776       | 62            | 88            |
| 8     | 834              | 67        | 11         | 30                | 0                 |                  | 804       | 64            | 56            |
| 9     | 886              | 71        | 12         | 31                | 0                 | 13               | 855       | 68            |               |
| 10    | 946              | 76        | 12         | 31                | 0                 |                  | 915       | 73            |               |
| 11    | 998              | 80        | 13         | 64                | 1                 |                  | 925       | 74            |               |
| 12    | 1028             | 82        | 13         | 93                | 1                 |                  | 935       | 75            |               |

Таблица Б.14 – Расчет режимного поля

| Кривые связи НБ        |        | Напорные характеристики |         |          | Линии ограничения по расчету установленной мощности |                      | Линия ограничения по пропускной способности ГЭС |                      |
|------------------------|--------|-------------------------|---------|----------|---|----------------------|---|----------------------|
| Qнб, м <sup>3</sup> /с | Zнб, м | Ннпу, м                 | Нумо, м | Нзвб1, м | Н, м  | Q, м <sup>3</sup> /с | Н, м  | Q, м <sup>3</sup> /с |
| 0                      | 683    | 41,6                    | 32,4    | 37,1     | 37,9  | 309,8                | 33,1  | 350,8                |
| 46                     | 684    | 40,6                    | 31,4    | 36,1     | 37,4  | 313,9                | 32,6  | 348,1                |
| 109                    | 685    | 39,6                    | 30,4    | 35,1     | 36,9  | 318,2                | 32,1  | 345,4                |
| 204                    | 686    | 38,6                    | 29,4    | 34,1     | 36,4  | 322,6                | 31,6  | 342,7                |
| 355                    | 687    | 37,6                    | 28,4    | 33,1     | 35,9  | 327,1                | 31,1  | 340,0                |
| 541                    | 688    | 36,6                    | 27,4    | 32,1     | 35,4  | 331,7                | 30,6  | 337,3                |
| 748                    | 689    | 35,6                    | 26,4    | 31,1     | 34,9  | 336,4                | 30,1  | 334,5                |
| 1100                   | 690    | 34,6                    | 25,4    | 30,1     | 34,4  | 341,3                | 29,6  | 331,7                |
| 1455                   | 691    | 33,6                    | 24,4    | 29,1     | 33,9  | 346,4                | 29,1  | 328,9                |
| 1907                   | 692    | 32,6                    | 23,4    | 28,1     | 33,1  | 354,7                | 28,5  | 325,5                |



Продолжение приложения Б



Рисунок Б.1 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

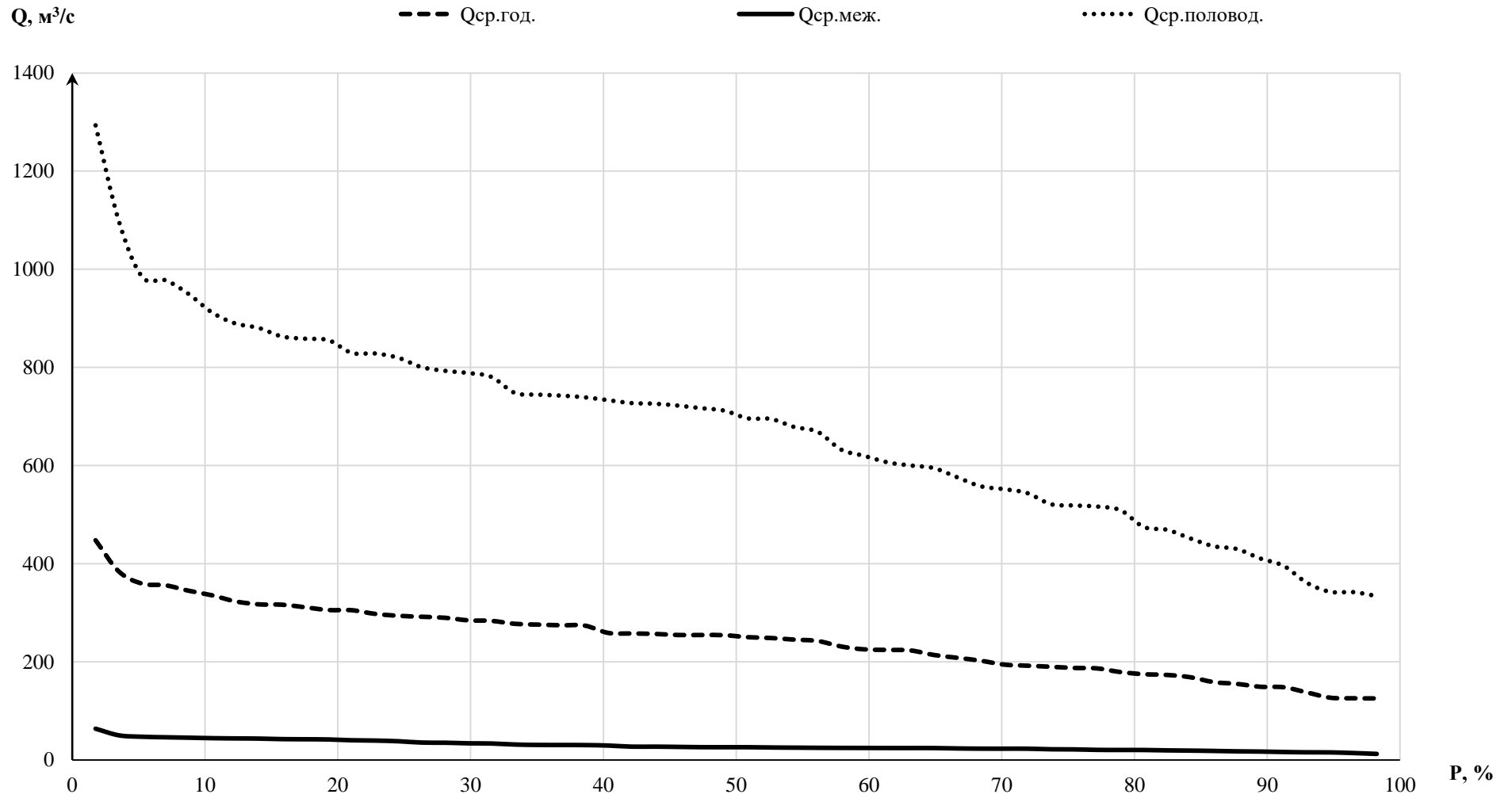


Рисунок Б.2 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Продолжение приложения Б

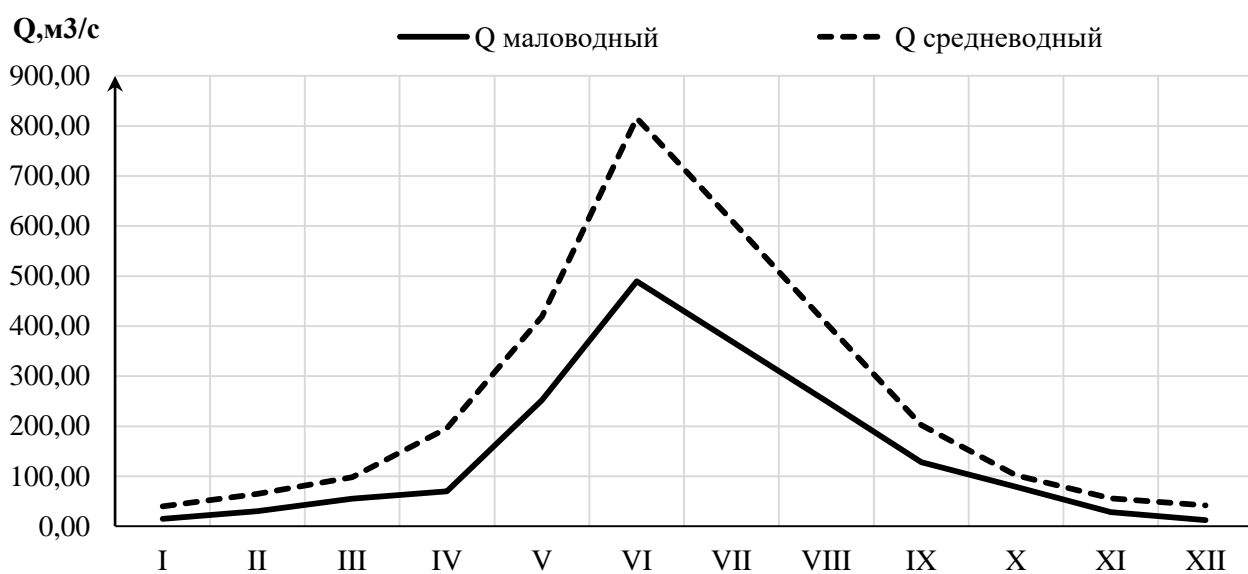


Рисунок Б.3 – Гидрографы маловодного и средневодного года

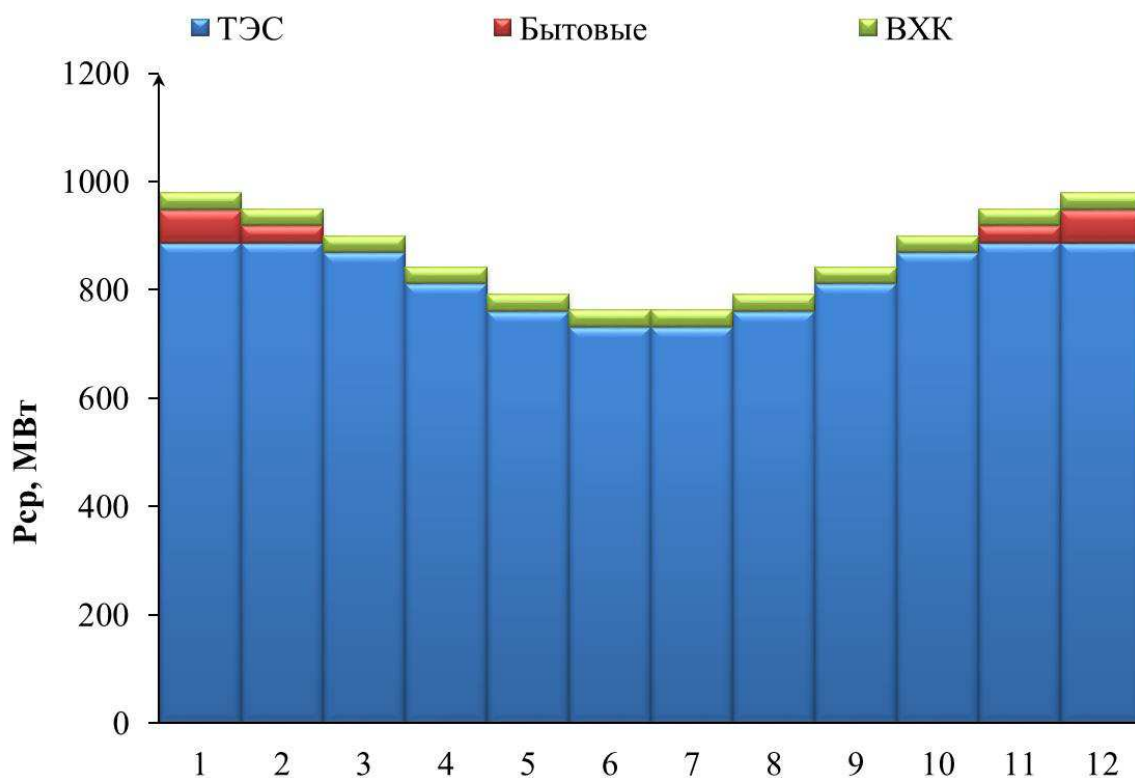


Рисунок Б.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей (красным цветом – гарантированная мощность проектируемой ГЭС)

Продолжение приложения Б

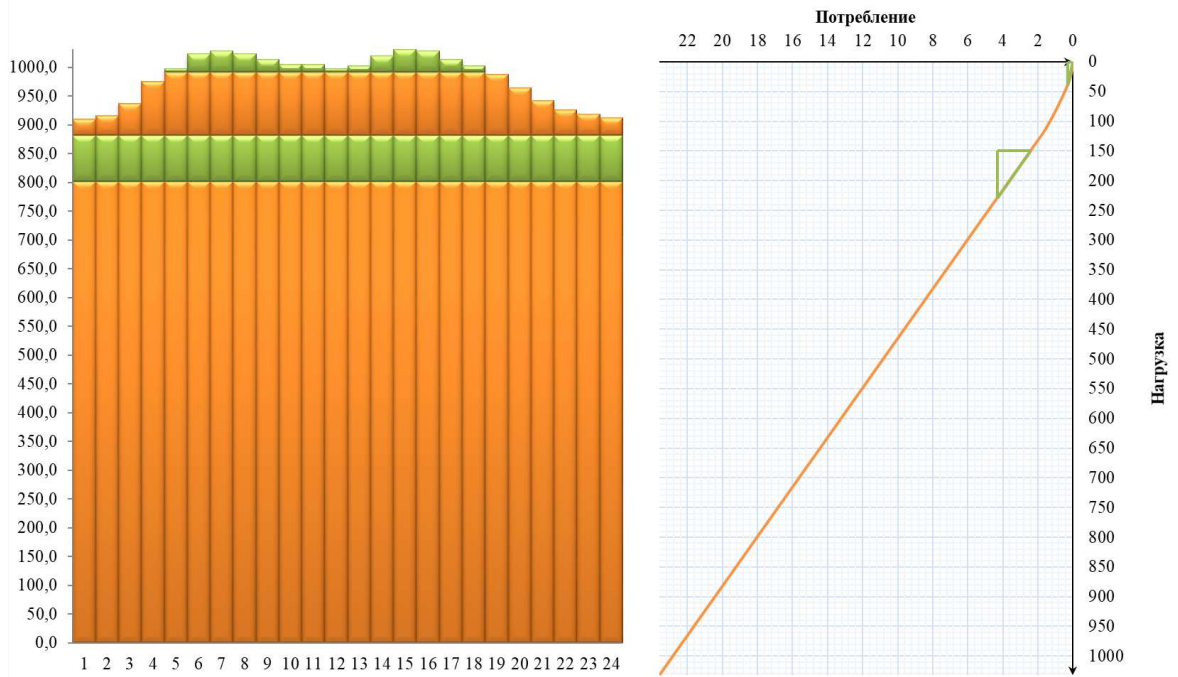


Рис. Б.5 – График нагрузки и ИКН Декабрь.  
Красным цветом обозначен режим работы проектируемой Тунгирской ГЭС

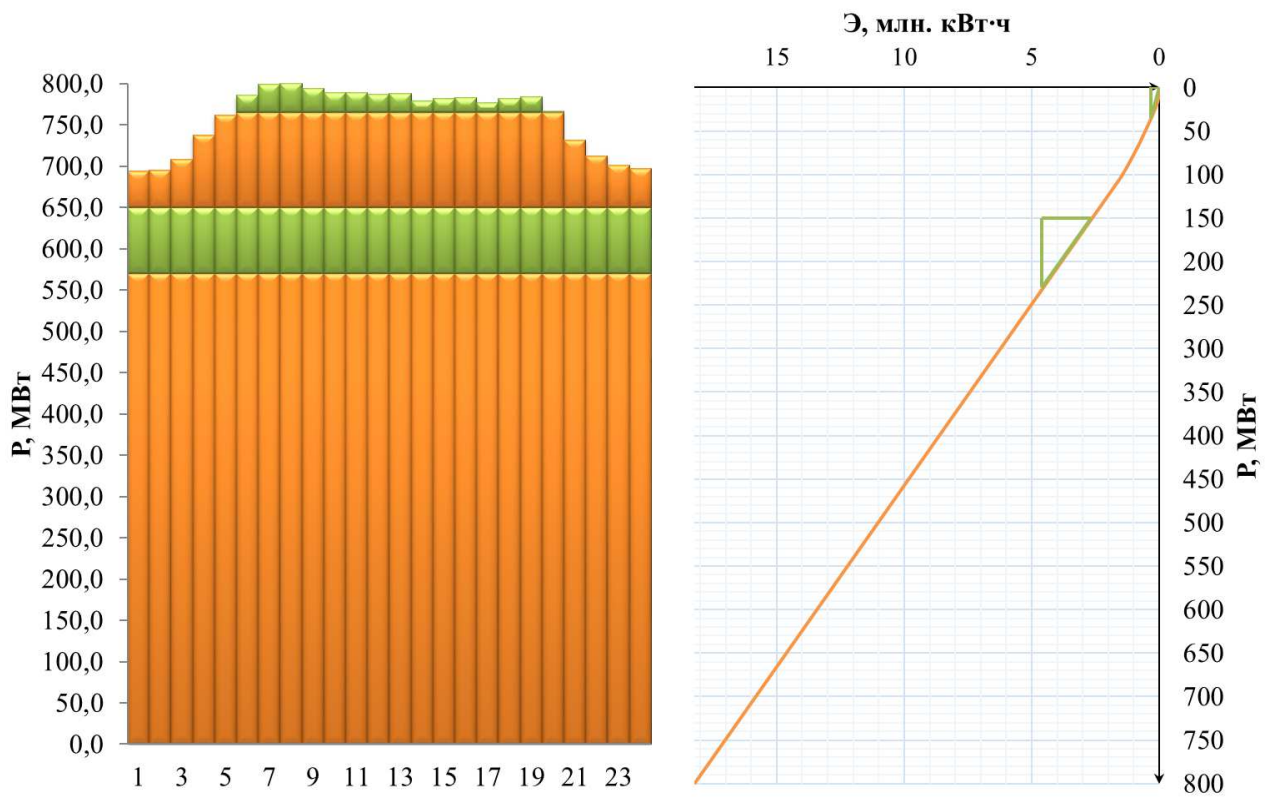


Рисунок Б.6 – График нагрузки и ИКН Июня.  
Красным цветом обозначен режим работы проектируемой Тунгирской ГЭС

Продолжение приложения Б

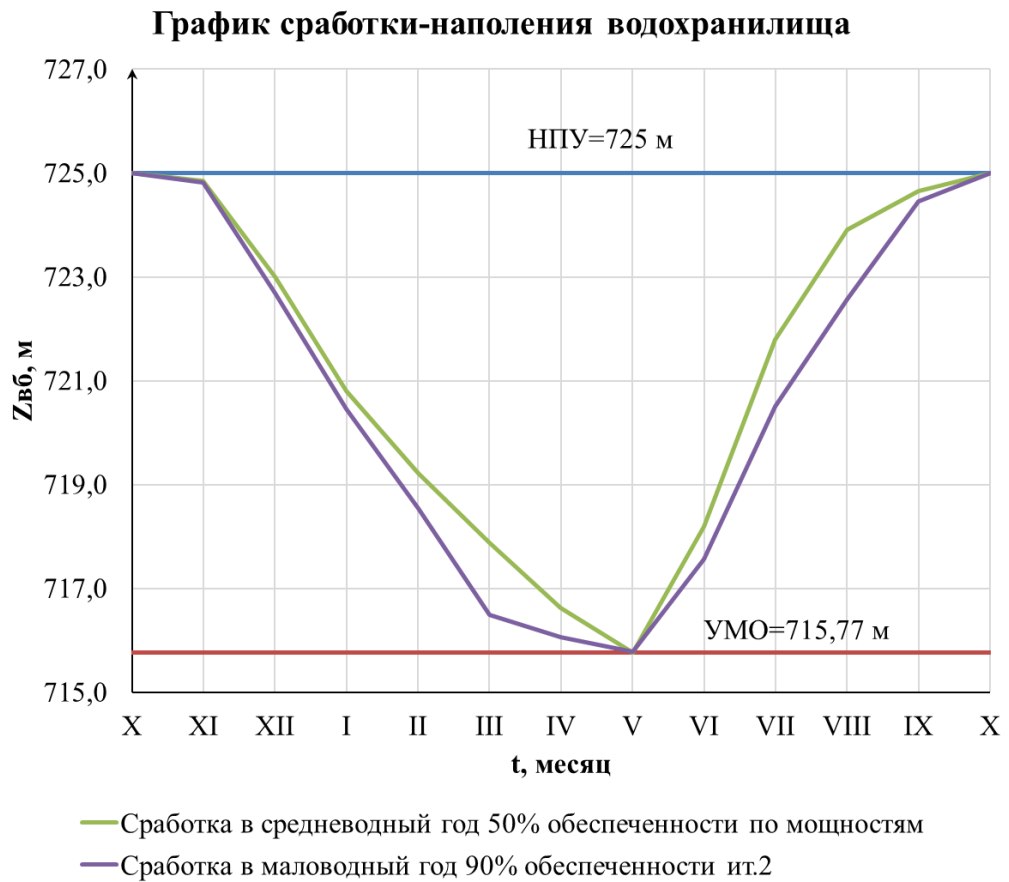


Рисунок Б.7 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

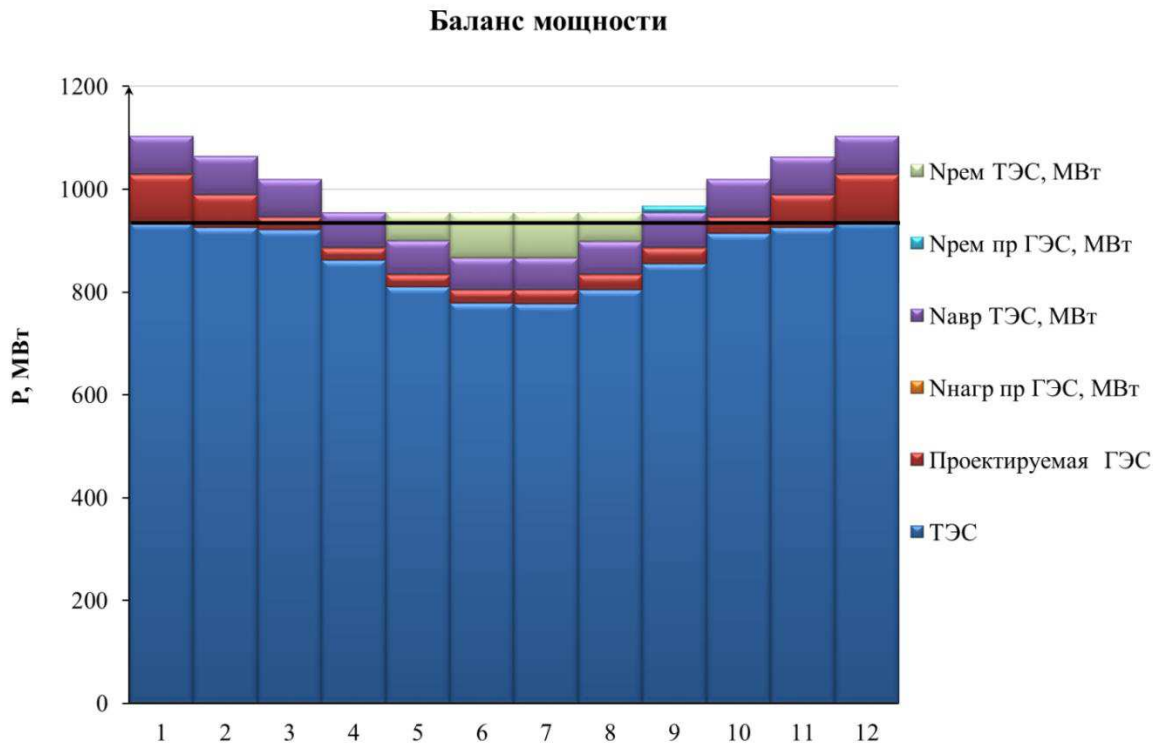


Рисунок Б.8 – Баланс мощности

Окончание приложения Б

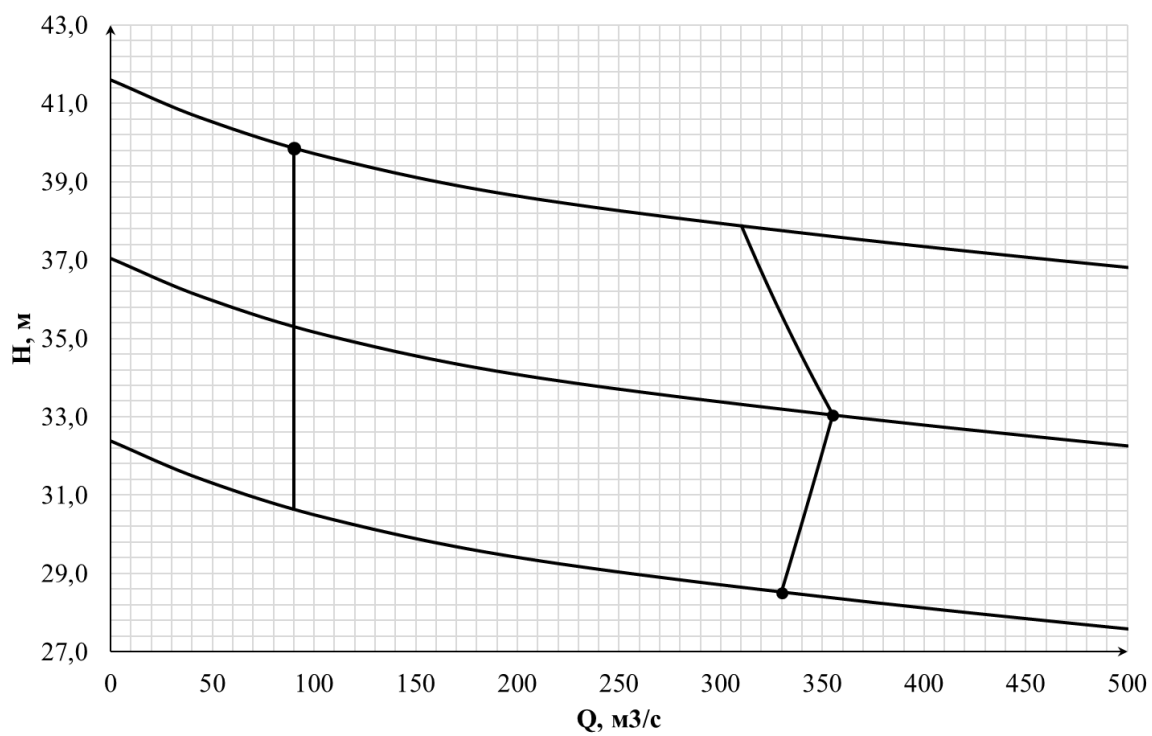


Рисунок Б.9 – Режимное поле Тунгирского водохранилища

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

| Параметр                            | ПЛ40а-В | ПЛ40б-В | РО45-В |
|-------------------------------------|---------|---------|--------|
| $H_{пред}, \text{ м}$               | 40      | 40      | 45     |
| $H_{min}/H_{max}$                   | 0,5     | 0,5     | 0,6    |
| $n'_{Юрт}, \text{ мин}^{-1}$        | 125     | 123     | 82     |
| $\eta_{м opt}$                      | 0,913   | 0,904   | 0,921  |
| $Q_{I max}, \text{ л/с}$            | 1800    | 1700    | 1430   |
| $D'_{1 м}, \text{ м}$               | 0,46    | 0,46    | 0,46   |
| $H_{мод}, \text{ м}$                | 4       | 4       | 4      |
| $t_{мод}, \text{ }^{\circ}\text{C}$ | 10      | 20      | 8      |
| $\sigma (Q_{I max})$                | 0,65    | 0,65    | 0,23   |

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

| $D1, \text{ м}$        | <b>3,15</b>  | <b>3,35</b>  | <b>3,55</b>  | <b>3,75</b>  | <b>4</b>     |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| $\eta_{турб}$          | 0,920        | <b>0,921</b> | 0,922        | 0,922        | <b>0,923</b> |
| $N_{agr}, \text{ МВт}$ | 28,07        | <b>31,77</b> | 35,70        | 39,86        | <b>45,38</b> |
| $Z_a^{\cdot}$          | 3,67         | <b>3,24</b>  | 2,89         | 2,58         | <b>2,27</b>  |
| $Z_a$                  | 4            | <b>4</b>     | 3            | 3            | <b>3</b>     |
| $N_{agr} \text{ МВт}$  | 25,8         | <b>25,8</b>  | 34,3         | 34,3         | <b>34,3</b>  |
| $m(\Delta 1)$          | 1,044        | <b>1,044</b> | 1,045        | 1,046        | <b>1,046</b> |
| $n_c^{\cdot}$          | 233,0        | <b>219,2</b> | 206,9        | 195,9        | <b>183,8</b> |
| $n_{синхр}$            | 250          | <b>230,8</b> | 214,3        | 200          | <b>187,5</b> |
| $n_{Г Hmin}$           | <b>144,4</b> | <b>141,7</b> | <b>139,4</b> | <b>137,4</b> | <b>137,3</b> |
| $n_{Г Hр}$             | <b>134,1</b> | <b>131,6</b> | <b>129,5</b> | <b>127,6</b> | <b>127,5</b> |
| $n_{Г Hmax}$           | <b>122,1</b> | <b>119,9</b> | <b>117,9</b> | <b>116,2</b> | <b>116,2</b> |
| $Q_I^* \eta_p$         | 938          | <b>829</b>   | 738          | 661          | <b>581</b>   |
| $Q_I^* \eta_{max}$     | 1109         | <b>980</b>   | 872          | 782          | <b>687</b>   |
| $Q_{max}$              | 1,44         | <b>1,27</b>  | 1,51         | 1,35         | <b>1,19</b>  |
| $Q_{min}$              | 1,08         | <b>0,96</b>  | 1,14         | 1,02         | <b>0,90</b>  |

Продолжение приложения В

Таблица В.3 – Параметры гидротурбины ПЛ406-В

| $D_1, \text{м}$              | <b>3,15</b>  | <b>3,35</b>  | <b>3,55</b>  | <b>3,75</b>  | <b>4</b>     |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| $\eta_{\text{турб}}$         | 0,931        | 0,931        | 0,932        | 0,932        | <b>0,933</b> |
| $N_{\text{агр}}, \text{МВт}$ | 26,94        | 30,48        | 34,25        | 38,23        | <b>43,53</b> |
| $Z_{a'}$                     | 3,82         | 3,38         | 3,01         | 2,69         | <b>2,37</b>  |
| $Z_a$                        | 4            | 4            | 4            | 3            | <b>3</b>     |
| $N_{\text{агр}}, \text{МВт}$ | 25,8         | 25,8         | 25,8         | 34,3         | <b>34,3</b>  |
| $m(\Delta 1)$                | 1,041        | 1,042        | 1,042        | 1,043        | <b>1,043</b> |
| $n_c$                        | 229,0        | 215,4        | 203,3        | 192,6        | <b>180,6</b> |
| $n_{\text{синхр}}$           | 230,8        | 230,8        | 214,3        | 200          | <b>187,5</b> |
| $n_{1 \cdot H_{\text{min}}}$ | <b>133,5</b> | <b>141,9</b> | <b>139,6</b> | <b>137,6</b> | <b>137,5</b> |
| $n_{1 \cdot H_p}$            | <b>123,9</b> | <b>131,8</b> | <b>129,6</b> | <b>127,8</b> | <b>127,7</b> |
| $n_{1 \cdot H_{\text{max}}}$ | <b>112,9</b> | <b>120,0</b> | <b>118,0</b> | <b>116,3</b> | <b>116,3</b> |
| $Q_1 * \eta_p$               | 939          | 830          | 739          | 662          | <b>582</b>   |
| $Q_1 * \eta_{\text{max}}$    | 1110         | 981          | 874          | 783          | <b>688</b>   |
| $Q_{\text{max}}$             | 1,44         | 1,27         | 1,13         | 1,35         | <b>1,19</b>  |
| $Q_{\text{min}}$             | 1,08         | 0,96         | 0,85         | 1,02         | <b>0,90</b>  |

Таблица В.4 – Параметры гидротурбины РО45-В

| $D_1, \text{м}$              | <b>3,15</b> | <b>3,35</b> | <b>3,55</b>  | <b>3,75</b> | <b>4</b>    |
|------------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|
| $\eta_{\text{турб}}$         | 0,919       | 0,920       | <b>0,920</b> | 0,921       | 0,921       |
| $N_{\text{агр}}, \text{МВт}$ | 28,03       | 31,72       | <b>35,65</b> | 39,80       | 45,31       |
| $Z_{a'}$                     | 3,67        | 3,25        | <b>2,89</b>  | 2,59        | 2,27        |
| $Z_a$                        | 4           | 4           | <b>3</b>     | 3           | 3           |
| $N_{\text{агр}}, \text{МВт}$ | 25,8        | 25,8        | <b>34,3</b>  | 34,3        | 34,3        |
| $m(\Delta 1)$                | 1,042       | 1,043       | <b>1,043</b> | 1,044       | 1,045       |
| $n_c$                        | 152,8       | 143,7       | <b>135,6</b> | 128,4       | 120,5       |
| $n_{\text{синхр}}$           | 166,7       | 150         | <b>136,4</b> | 136,4       | 125         |
| $n_{1 \cdot H_{\text{min}}}$ | <b>96,4</b> | <b>92,2</b> | <b>88,8</b>  | <b>93,8</b> | <b>91,6</b> |
| $n_{1 \cdot H_p}$            | <b>89,5</b> | <b>85,6</b> | <b>82,5</b>  | <b>87,1</b> | <b>85,1</b> |
| $n_{1 \cdot H_{\text{max}}}$ | <b>81,5</b> | <b>78,0</b> | <b>75,1</b>  | <b>79,3</b> | <b>77,5</b> |
| $Q_1 * \eta_p$               | 938         | 829         | <b>738</b>   | 661         | 581         |
| $Q_1 * \eta_{\text{max}}$    | 1110        | 981         | <b>873</b>   | 782         | 687         |
| $Q_{\text{max}}$             | 1,44        | 1,25        | <b>1,51</b>  | 1,35        | 1,19        |
| $Q_{\text{min}}$             | 1,08        | 0,94        | <b>1,14</b>  | 1,02        | 0,90        |



Продолжение приложения В

Таблица В.5 – Расчёт бетонной спиральной камеры

| Величина            | вх        | 1         | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | вых       |
|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $ri$                | 6,31      | 5,98      | 5,66      | 5,33      | 5,00      | 4,67      | 4,35      | 4,02      | 3,69      | 3,36      | 3,04      | 2,71      |
| $ai$                | 3,21      | 2,88      | 2,56      | 2,23      | 1,90      | 1,57      | 1,25      | 0,92      | 0,59      | 0,26      | -0,06     | -0,39     |
| $bi$                | 3,28      | 3,09      | 2,90      | 2,71      | 2,51      | 2,32      | 2,13      | 1,94      | 1,75      | 1,56      | 1,36      | 1,17      |
| $rk$                | 3,60      | 3,55      | 3,50      | 3,45      | 3,40      | 3,35      | 3,30      | 3,24      | 3,19      | 3,14      | 3,09      | 3,04      |
| $rk/ra$             | 1,16      | 1,15      | 1,13      | 1,11      | 1,10      | 1,08      | 1,06      | 1,05      | 1,03      | 1,01      | 1,00      | 0,98      |
| $ln(rk/ra)$         | 0,15      | 0,14      | 0,12      | 0,11      | 0,09      | 0,08      | 0,06      | 0,05      | 0,03      | 0,01      | 0,00      | -0,02     |
| $ri/ra$             | 2,04      | 1,93      | 1,82      | 1,72      | 1,61      | 1,51      | 1,40      | 1,30      | 1,19      | 1,09      | 0,98      | 0,87      |
| $ln(ri/ra)$         | 0,71      | 0,66      | 0,60      | 0,54      | 0,48      | 0,41      | 0,34      | 0,26      | 0,17      | 0,08      | -0,02     | -0,13     |
| $b*ln(ri/ra)$       | 2,33      | 2,03      | 1,74      | 1,47      | 1,20      | 0,95      | 0,72      | 0,50      | 0,31      | 0,13      | -0,03     | -0,16     |
| $rk\ ctgy$          | 13,4<br>5 | 13,2<br>6 | 13,0<br>7 | 12,8<br>7 | 12,6<br>8 | 12,4<br>9 | 12,3<br>0 | 12,1<br>1 | 11,9<br>2 | 11,7<br>2 | 11,5<br>3 | 11,3<br>4 |
| $rk*ctgy*ln(rk/ra)$ | 2,03      | 1,81      | 1,59      | 1,38      | 1,17      | 0,96      | 0,75      | 0,55      | 0,35      | 0,16      | -0,04     | -0,23     |
| $mi$                | 1,88      | 1,69      | 1,50      | 1,31      | 1,11      | 0,92      | 0,73      | 0,54      | 0,35      | 0,16      | -0,04     | -0,23     |
| $Ji$                | 2,38      | 2,10      | 1,84      | 1,58      | 1,34      | 1,11      | 0,89      | 0,68      | 0,49      | 0,31      | 0,16      | 0,03      |
| $\phi i$            | 225       | 199       | 174       | 150       | 127       | 105       | 84        | 64        | 46        | 30        | 15        | 3         |

Таблица В.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-655/110-32

| Наименование величины         | Обозначение | Единицы измерения | Значение |
|-------------------------------|-------------|-------------------|----------|
| Номинальная полная мощность   | $S_{ном}$   | МВА               | 44,0     |
| Номинальная активная мощность | $P_{ном}$   | МВт               | 37,5     |
| Коэффициент мощности          | $\cos\phi$  | о.е.              | 0,87     |
| Номинальное напряжение        | $U_{ном}$   | кВ                | 10,5     |
| Номинальная частота вращения  | $n_{ном}$   | об/мин            | 187,5    |
| Сопротивление обмотки статора | $X_d$       | о.е.              | 1,13     |
| Переходное сопротивление      | $X'_d$      | о.е.              | 0,3      |
| Сверхпереходное сопротивление | $X''_d$     | о.е.              | 0,3      |
| Исполнение                    | зонтичное   |                   |          |
| Масса ротора                  | $m_p$       | т                 | 160      |
| Масса общая                   | $m_{об}$    | т                 | 327      |
| Диаметр корпуса статора       | $D_c$       | мм                | 7750     |

Продолжение приложения В

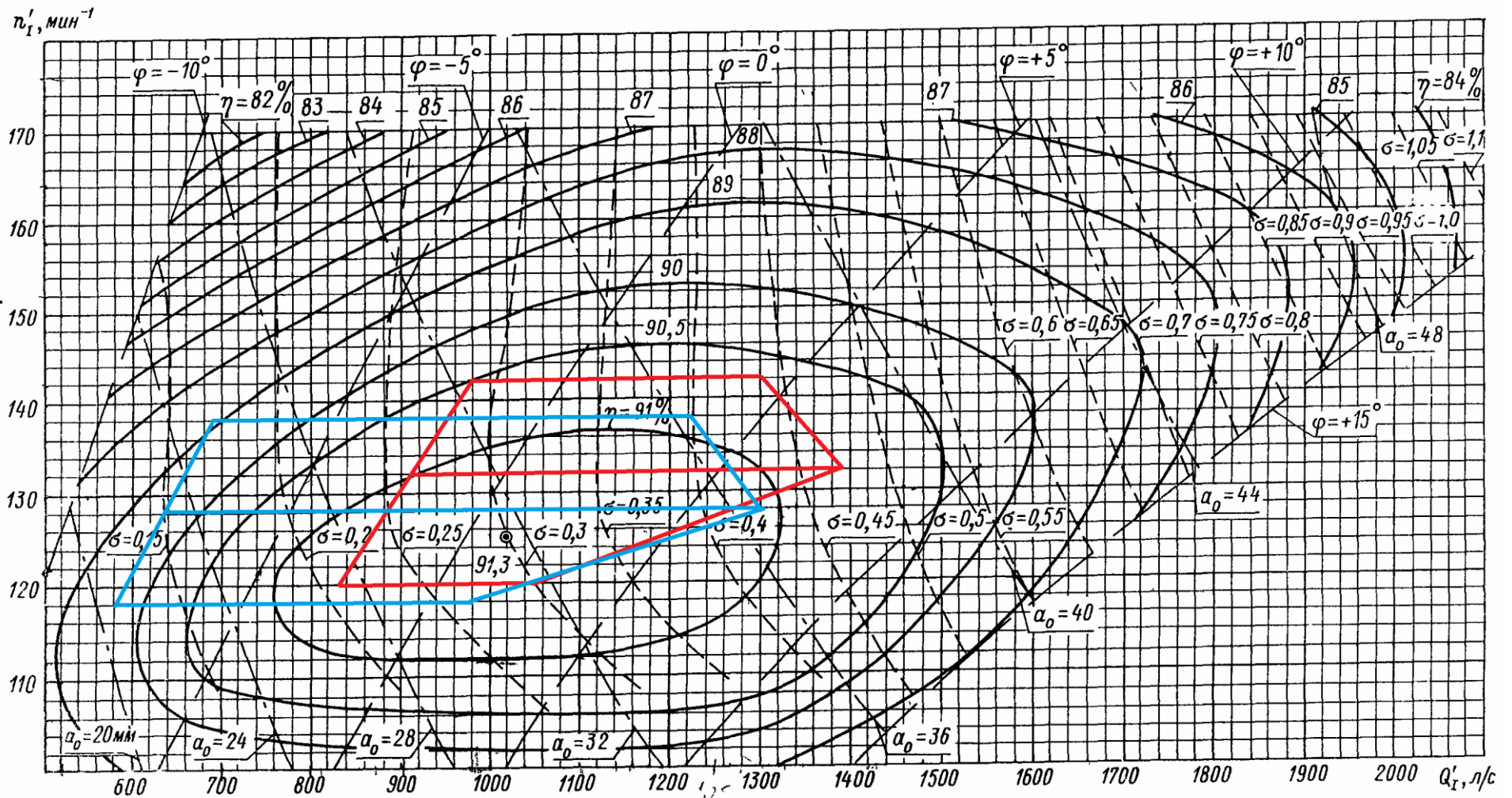


Рисунок В.1 – ГУХ турбины ПЛ40а-В (красным цветом обозначена ПЛ40а-В-335, синим цветом ПЛ40а-В-400).

Продолжение приложения В

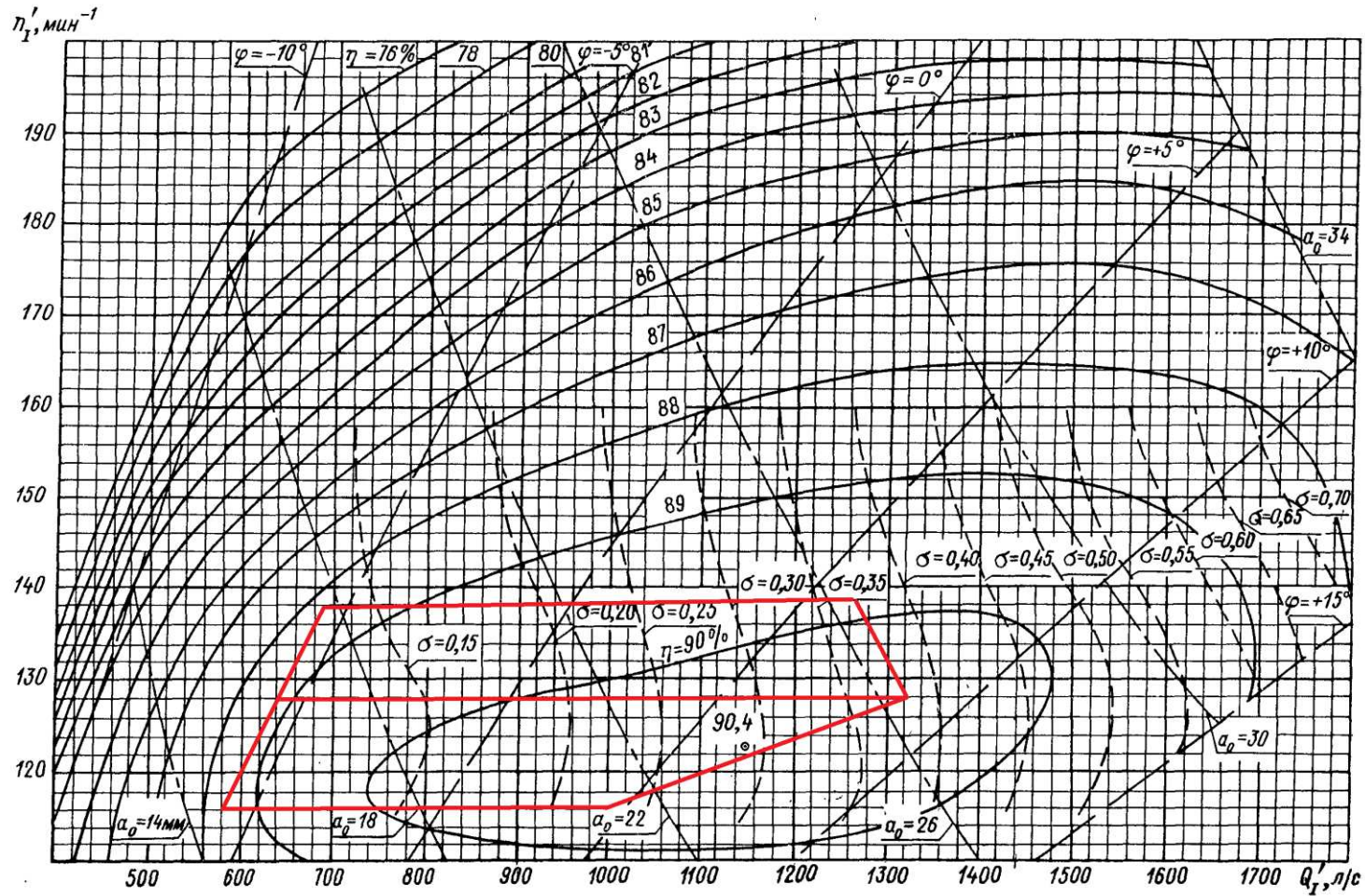


Рисунок В.2 – ГУХ турбины ПЛ40б-В (красным цветом обозначена ПЛ40а-В-400)

Продолжение приложения В

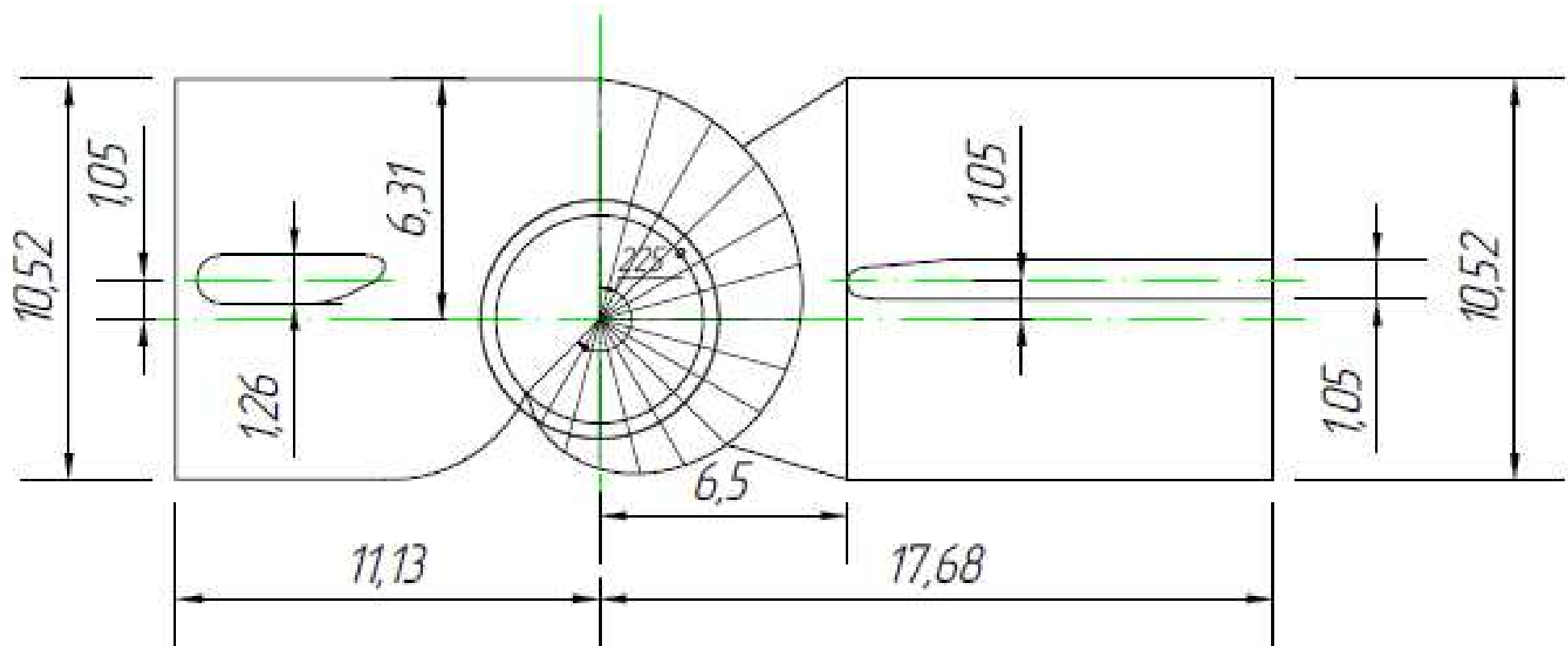


Рисунок В.3 – Спиральная камера

Окончание приложения В

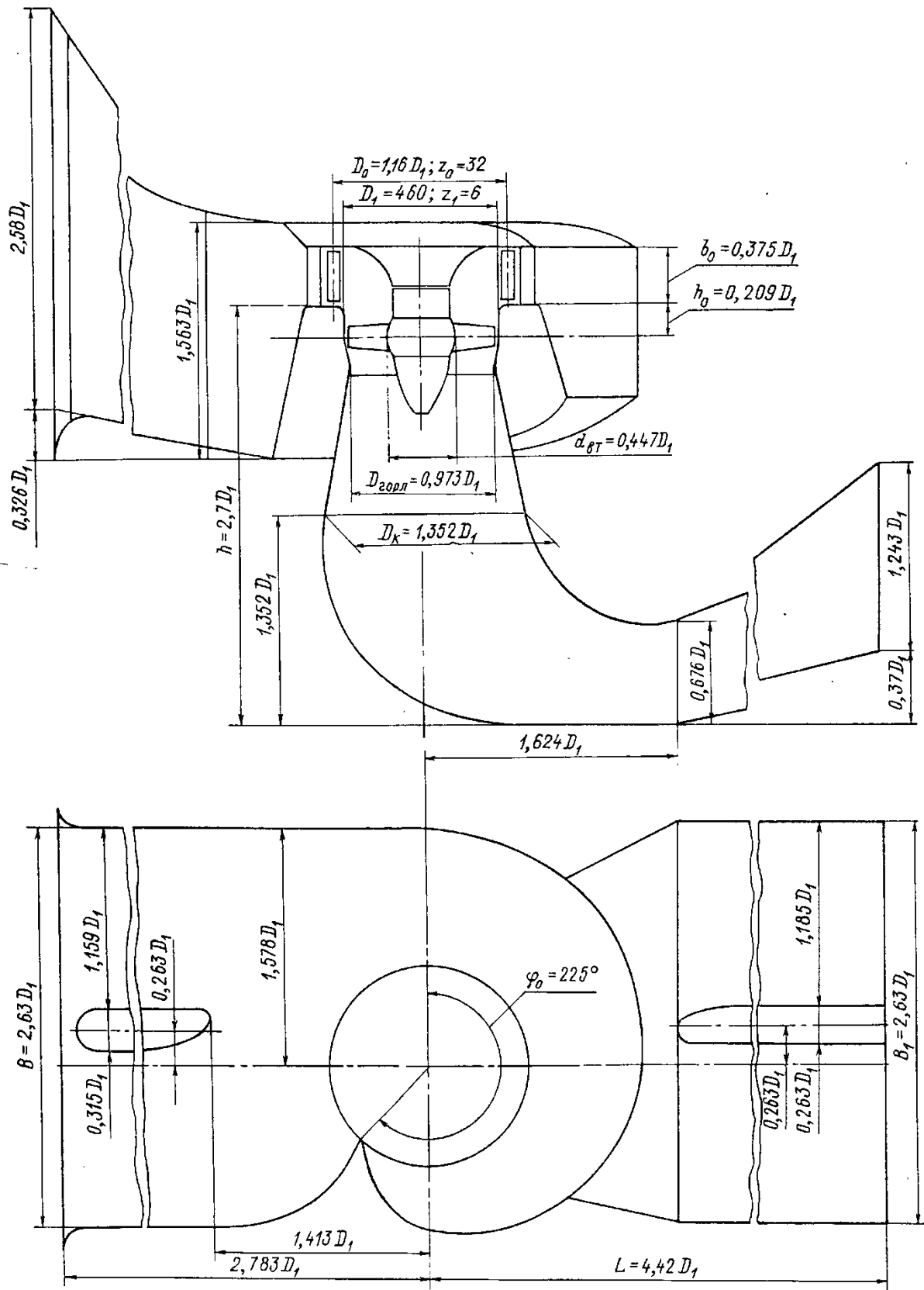


Рисунок В.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ406-В.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные генератора СВ-655/110-32

| Номинальная мощность          |                            | $U_{Г\text{ ном}},$<br>кВТ | $\cos \varphi_{Г},$<br>о.е. | $n_{\text{ ном}},$<br>об/мин | Индуктивные сопротивления |        |       |
|-------------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------------|--------|-------|
| $S_{Г\text{ ном}},$<br>МВ · А | $P_{Г\text{ ном}},$<br>МВт |                            |                             |                              | $x''_d$                   | $x'_d$ | $x_d$ |
| 44,1                          | 37,5                       | 10,5                       | 0,85                        | 187,5                        | 0,3                       | 0,3    | 1,13  |

Таблица Г.2 – Паспортные данные трансформатора ТРДНС-63000/220-У1

| $S_{\text{ ном}},$<br>МВ · А | $U_{Н},$ кВ |          | $U_{К},$ % | $\Delta P_{К},$ кВт | $\Delta P_{ХХ},$ кВт | $I_{Х},$ % |
|------------------------------|-------------|----------|------------|---------------------|----------------------|------------|
|                              | $U_{ВН}$    | $U_{НН}$ |            |                     |                      |            |
| 63                           | 230         | 10,5     | 11,5       | 265                 | 70                   | 0,50       |

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-100000/220-У1

| $S_{\text{ ном}},$<br>МВ · А | $U_{Н},$ кВ |          | $U_{К},$ % | $\Delta P_{К},$ кВт | $\Delta P_{ХХ},$ кВт | $I_{Х},$ % |
|------------------------------|-------------|----------|------------|---------------------|----------------------|------------|
|                              | $U_{ВН}$    | $U_{НН}$ |            |                     |                      |            |
| 100                          | 230         | 10,5     | 12,5       | 340                 | 102                  | 0,65       |

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1500/10,5

| $S_{\text{ ном}},$ МВ · А | $U_{Н},$ кВ |          | $U_{К},$ % |
|---------------------------|-------------|----------|------------|
|                           | $U_{ВН}$    | $U_{НН}$ |            |
| 1,5                       | 10,6        | 6,3      | 5,5        |

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

| Оборудование      | Стоимость, тыс. руб. |
|-------------------|----------------------|
| ТДЦ-63000/220-У1  | 336921               |
| ТДЦ-100000/220-У1 | 536799               |
| ТСЗ-1500/10,5     | 80613                |
| КРУЭ-220          | 122642               |

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

| Тип КЗ | П1 | $I_{п.0},$ кА | $I_{у},$ кА |
|--------|----|---------------|-------------|
| 1ф     | 7  | 6,81          | 16,53       |
| 3ф     | 7  | 4,59          | 11,15       |
| 3ф     | 1  | 9,16          | 25,33       |

Продолжение приложения Г

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

| Расчётные данные   | Каталожные данные  |   |
|--|--|---|
|  | Выключатель ВГГ-10   | Разъединитель РВРЗ-10/4000  |
| $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$  | $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$  | $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$   |
| $I_{Г.раб} = 2,547 \text{ кА}$   | $I_{НОМ} = 5 \text{ кА}$   | $I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$  |
| $I_{п0} = 9,16 \text{ кА}$   | $I_{отк} = 63 \text{ кА}$  | $i_{эл.ст} = 50 \text{ кА}$   |
| $i_y = 25,33 \text{ кА}$   | $i_{пр.скв} = 161 \text{ кА}$  | $I_{Т.ст} = 125 \text{ кА}$   |
| $B_{к.расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз})$ $= 9,16^2 \cdot (0,03 + 0,01)$ $= 8,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

| Расчётные данные             | Данные ТТ по каталогу       |
|------------------------------|-----------------------------|
| $U_T = 10,5 \text{ кВ}$      | $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{Г.раб} = 2547 \text{ А}$ | $I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$  |

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

| Расчётные данные        | Данные ТН по каталогу       |
|-------------------------|-----------------------------|
| $U_T = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$ |

Таблица Г.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Продолжение приложения Г

Таблица Г.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

| Расчётные данные  | Каталожные данные   |
|---|---|
|   | <b>ЯГГ-220-50/3150</b>  |
| $U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$  | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$   |
| $I_{\text{раб max}} = 344 \text{ А}$  | $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$   |
| $I_{\text{н0}} = 6,81 \text{ кА}$   | $i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$  |
| $i_{\text{y}} = 16,53 \text{ кА}$   | $i_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$  |
| $V_{\text{к,расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$<br>$= 6,81^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 4,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $V_{\text{к,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$<br>$= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Таблица Г.12 – Технические характеристики трансформатора тока

| <b>Параметры трансформаторов тока</b> |      |
|---------------------------------------|------|
| Класс точности вторичных обмоток      |      |
| Для учёта                             | 0,25 |
| Для измерений                         | 0,5  |
| Для защиты                            | 10р  |
| Номинальное напряжение, кВ            |      |
| 220                                   |      |

Таблица Г.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

| <b>Параметры трансформаторов напряжения</b> |      |
|---|------|
| Класс точности вторичных обмоток            |      |
| Для учёта                                   | 0,2  |
| Для измерений                               | 0,5  |
| Для защиты                                  | 3р   |
| Номинальный ток, А                          |      |
| Линейной ячейки                             | 3150 |
| Сборных шин                                 | 4000 |
| Номинальное напряжение, кВ                  |      |
| 220   |      |



Продолжение приложения Г

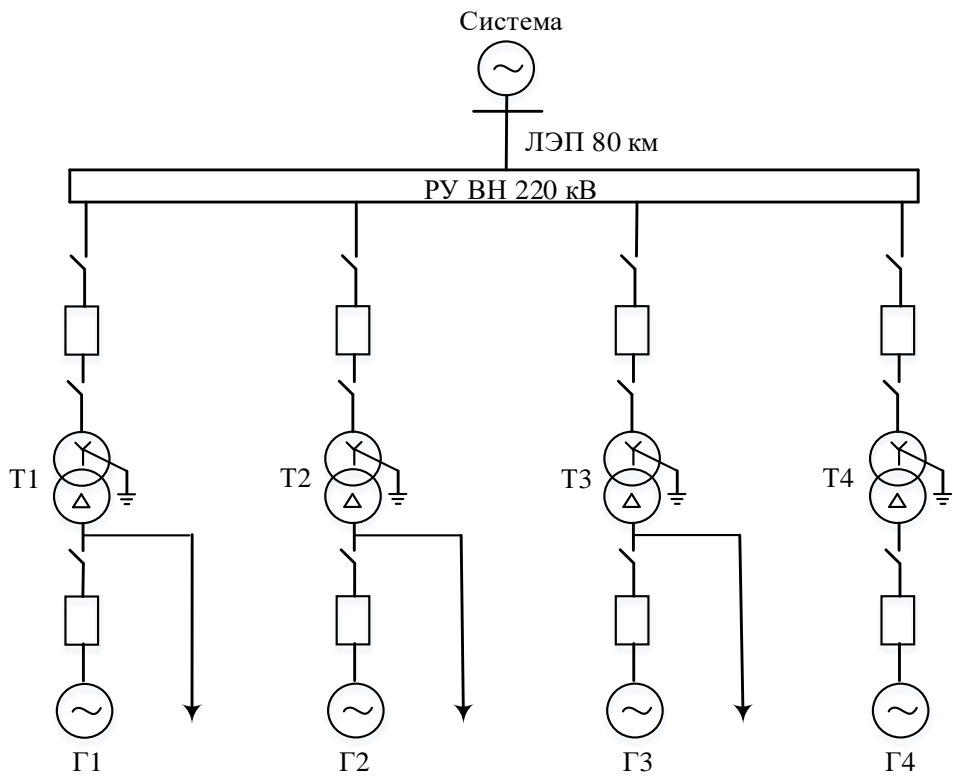


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

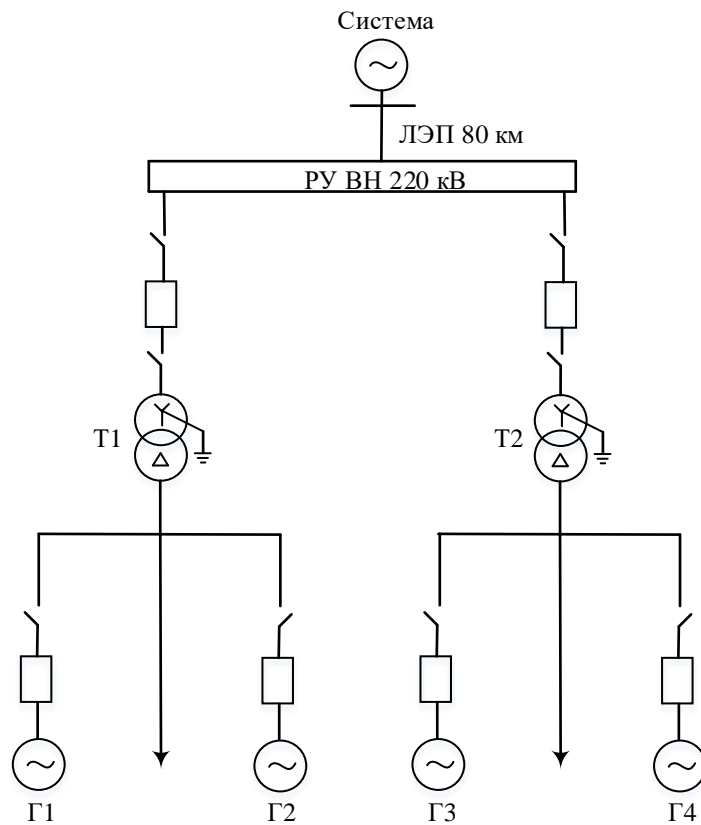


Рисунок Г.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

Продолжение приложения Г

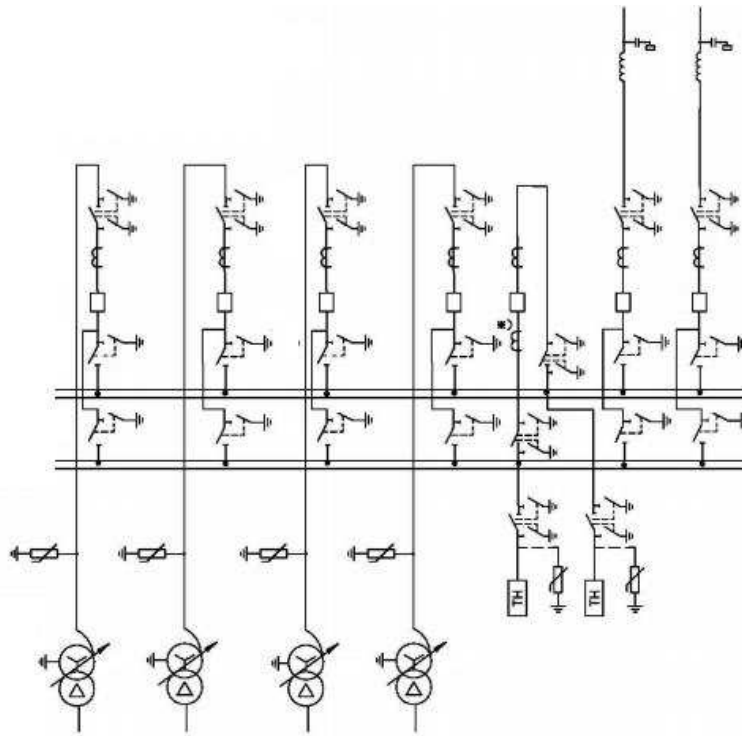


Рисунок Г.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

|   | O                        | S | s0 | Тип0 | Номер | Название    | № АРМ | U_ном | G_ш | B_ш | g0 | b0 |
|---|--------------------------|---|----|------|-------|-------------|-------|-------|-----|-----|----|----|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 1     | Генератор 1 |       | 11    |     |     |    |    |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 2     | Генератор 2 |       | 11    |     |     |    |    |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 3     | Генератор 3 |       | 11    |     |     |    |    |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 4     | Блок 1      |       | 11    |     |     |    |    |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 5     | Блок 2      |       | 11    |     |     |    |    |
| 6 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 6     | Блок 3      |       | 11    |     |     |    |    |
| 7 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 7     | КРУЭ        |       | 242   |     |     |    |    |
| 8 | <input type="checkbox"/> |   |    | y    | 8     | Система     |       | 242   |     |     |    |    |

Рисунок Г.5 – Исходные данные по узлам

|   | O                        | S | Тип  | s0   | tr0 | N_нач | N_кон | N_л | Название             | R    | X     | G | B | БД_... | N_анц | Кт/г  |
|---|--------------------------|---|------|------|-----|-------|-------|-----|----------------------|------|-------|---|---|--------|-------|-------|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл | Выкл | 1   | 4     |       |     | Генератор 1 - Блок 1 |      |       |   |   |        |       |       |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл | Выкл | 2   | 5     |       |     | Генератор 2 - Блок 2 |      |       |   |   |        |       |       |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл | Выкл | 3   | 6     |       |     | Генератор 3 - Блок 3 |      |       |   |   |        |       |       |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р | Тр-р | 4   | 7     |       |     | Блок 1 - КРУЭ        | 3,53 | 96,56 |   |   |        |       | 0,046 |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р | Тр-р | 5   | 7     |       |     | Блок 2 - КРУЭ        | 3,53 | 96,56 |   |   |        |       | 0,046 |
| 6 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р | Тр-р | 6   | 7     |       |     | Блок 3 - КРУЭ        | 3,53 | 96,56 |   |   |        |       | 0,046 |
| 7 | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  | Выкл | 7   | 8     |       |     | КРУЭ - Система       | 7,26 | 26,10 |   |   |        |       |       |

Рисунок Г.6 – Исходные данные по ветвям

## Окончание приложения Г

|   | S | s0 | N | Название    | N узла | r      | x       | r2     | X2      | r0     | X0      | E       |
|---|---|----|---|-------------|--------|--------|---------|--------|---------|--------|---------|---------|
| 1 |   |    | 1 | Генератор 1 | 1      | 0,053  | 0,750   | 0,053  | 0,750   | 0,159  | 2,250   | 11,870  |
| 2 |   |    | 2 | Генератор 2 | 2      | 0,053  | 0,750   | 0,053  | 0,750   | 0,159  | 2,250   | 11,870  |
| 3 |   |    | 3 | Генератор 3 | 3      | 0,053  | 0,750   | 0,053  | 0,750   | 0,159  | 2,250   | 11,870  |
| 4 |   |    | 5 | Система     | 10     | 29,600 | 325,360 | 29,600 | 325,360 | 29,600 | 325,360 | 242,000 |

Рисунок Г.7 – Исходные данные по генераторам

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1    | dI 1   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|--------|
| 1 | 1 | 1 | 1      | 3ф  | 1   |     |     |     |   | 9,1619 | -85,97 |

Рисунок Г.8 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1    | dI 1   | r1 | x1 | I 2    | dI 2   | r2 | x2 | I 0    | dI 0   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|--------|----|----|--------|--------|----|----|--------|--------|
| 1 | 1 | 1 | 1      | 1ф  | 7   |     |     |     |   | 2,2687 | -87,87 |    |    | 2,2687 | -87,87 |    |    | 2,2687 | -87,87 |

Рисунок Г.9 – Результат расчёта токов однофазного КЗ

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1    | dI 1   |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|--------|
| 1 | 1 | 1 | 1      | 3ф  | 7   |     |     |     |   | 4,5899 | -87,89 |

Рисунок Г.10 – Результат расчёта трёхфазного КЗ

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д.

### Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Д.1 – Паспортные данные генератора СВ-655/110-32

| Наименование показателя   |                        | Значение показателя |
|---|------------------------|---------------------|
| Мощность номинальная  | полная, МВ · А         | 44,1                |
|   | активная, МВт          | 37,5                |
| Номинальное напряжение, кВ  |                        | 10,5                |
| Коэффициент мощности, о. е.                                       |                        | 0,85                |
| Частота, Гц   |                        | 50                  |
| Частота вращения, об/мин  |                        | 187,5               |
| Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е. |                        | 1                   |
| Номинальный ток статора, А  |                        | 2426                |
| Ток ротора при номинальной нагрузке, А                            |                        | 1060                |
| Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В          |                        | 325                 |
| Индуктивное сопротивление по продольной оси                       | синхронное, о. е.      | 1,13                |
|   | переходное, о. е.      | 0,3                 |
|   | сверхпереходное, о. е. | 0,3                 |
| Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.      |                        | 0,3                 |
| Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу                                 |                        | 0,7                 |

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТД-63000/220-У1

| Наименование показателя           | Значение показателя |
|-----------------------------------|---------------------|
| Номинальная мощность, МВ · А      | 63                  |
| Номинальное напряжение, кВ        | 230/10,5            |
| Напряжение короткого замыкания, % | 11,5                |
| Группа соединения                 | $D/Y_n - 11$        |

Таблица Д.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1500/10,5/6,3

| Наименование показателя           | Значение показателя |
|-----------------------------------|---------------------|
| Номинальная мощность, МВ · А      | 1,5                 |
| Номинальное напряжение, кВ        | 10,5/6,3            |
| Напряжение короткого замыкания, % | 5,5                 |
| Группа соединения                 | $D/Y_n - 11$        |

Продолжение приложения Д

Таблица Д.4 – Уставки защит

| Защиты   |             | Уставки                                    |                       |                         |         |
|--|-------------|--|-----------------------|-------------------------|---------|
| Наименование   | Обозначение | Наименование                               | Относительные единицы | Именованные единицы     |         |
| Продольная дифференциальная защита                                   | $I\Delta G$ | Ток срабатывания,<br>$I_{ср.0}$            | $0,15 \cdot I_H$      | 0,73 А                  |         |
|  |             | Коэффициент торможения,<br>$K_T$           | 0,3                   | –                       |         |
|  |             | Уставка начального торможения,<br>$I_{нт}$ | $0,5 \cdot I_H$       | 2,43 А                  |         |
|  |             | Тормозной ток,<br>$B$                      | $1,5 \cdot I_H$       | 7,28 А                  |         |
|  |             | $I_{отс}$                                  | $6 \cdot I_H$         | 29,11 А                 |         |
| Защита от замыканий на землю обмотки статора                         | $U_0$       | $t_1$                                      | $U_{01G}$             | –                       | 5 В     |
|  |             | $t_2$                                      | $U_{0G}$              | –                       | 15 В    |
|  | $U_{03}$    | Коэффициент торможения, $K_T$              | 1,5                   | –                       |         |
| Защита от повышения напряжения                                       | $U >$       | 2 ступень                                  | $U_{ср2}$             | $1,4 \cdot U_H$         | 140 В   |
|  |             | 1 ступень                                  | $U_{ср1}$             | $1,2 \cdot U_H$         | 120 В   |
| Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок | $I_2$       | СО   | $I_{2сигн}$           | $0,07 \cdot I_H$        | 0,34 А  |
|  |             | ПО   | $I_{2пуск}$           | $0,15 \cdot I_H$        | 0,73 А  |
|  |             | ОТС I                                      | $I_{2отс}$            | $0,22 \cdot I_H$        | 1,07 А  |
| Защита от симметричных КЗ и перегрузок                               | $I_1$       | СО   | $I_{1сигн}$           | $1,07 \cdot I_H$        | 5,19 А  |
|  |             | ПО   | $I_{1пуск}$           | $1,1 \cdot I_H$         | 5,34 А  |
|  |             | ОТС  | $I_{1отс}$            | $1,531 \cdot I_H$       | 7,43 А  |
| Дистанционная защита   | $Z <$       | 1 ступень                                  | $Z_1$                 | 0,073                   | 0,87 Ом |
|  |             |  | $Z_{см1}$             | $0,15 \cdot Z_1$        | 0,13 Ом |
|  |             | 2 ступень                                  | $Z_2$                 | 0,35                    | 4,11 Ом |
|  |             |  | $Z_{см2}$             | $0,15 \cdot Z_2$        | 0,62 Ом |
| Защита ротора от перегрузки  | $I_p$       | СО   | $I_p \text{ сигн}$    | $1,07 \cdot I_{ном.р}$  | 0,94 А  |
|  |             | ПО   | $I_p \text{ пуск}$    | $1,1 \cdot I_{ном.р}$   | 0,97 А  |
|  |             | ОТС  | $I_p \text{ пуск}$    | $2,245 \cdot I_{ном.р}$ | 1,97 А  |

Продолжение приложения Д

Таблица Д.5 – Матрица отключений

| Защиты                                       |             | Действие       |               |                             |             |                          |                |                          |  |
|--|-------------|----------------|---------------|-----------------------------|-------------|--------------------------|----------------|--------------------------|--|
| Наименование                                 | Обозначение | Отключение В/Г | Гашение полей | Останов турбины и сброс АРЗ | Пуск ПЖТ ГГ | Отключение В-220 и В-ТСН | Отключение МШВ | Предупредительный сигнал |  |
| Продольная дифференциальная защита           | $I\Delta G$ | +              | +             | +                           | +           |                          |                |                          |  |
| Защита от замыканий на землю обмотки статора | $U_{02}$    |                |               |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  | $U_{06}$    | +              | +             | +                           |             |                          |                |                          |  |
|  | $U_{03}$    | +              | +             | +                           |             |                          |                |                          |  |
| Защита от повышения напряжения               | $U >$       | 2 степень      | +             | +                           |             |                          |                |                          |  |
|  |             | 1 степень      | +             | +                           |             |                          |                |                          |  |
| Защита от несимметричных КЗ и перегрузок     | $I_2$       | СО             |               |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             | ИО             |               | +                           | +           |                          |                |                          |  |
|  |             | ОТС            | $t_1$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             |                | $t_2$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
| $t_3$  | +           | +              |               |                             |             |                          |                |                          |  |
| Защита от симметричных КЗ и перегрузок       | $I_1$       | СО             |               |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             | ИО             |               | +                           | +           |                          |                |                          |  |
|  |             | ОТС            | $t_1$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             |                | $t_2$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
| $t_3$  | +           | +              |               |                             |             |                          |                |                          |  |
| Дистанционная защита                         | $Z <$       | 1 степень      | $t_1$         |                             |             |                          | +              |                          |  |
|  |             |                | $t_2$         | +                           | +           | +                        |                |                          |  |
|  |             | 2 степень      | $t_1$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             |                | $t_2$         |                             |             |                          |                | +                        |  |
| $t_3$  | +           | +              |               |                             |             |                          |                |                          |  |
| Защита ротора от перегрузок                  | $I_p$       | СО             |               |                             |             |                          |                | +                        |  |
|  |             | ИО             |               | +                           | +           |                          |                |                          |  |
|  |             | ОТС            |               | +                           | +           |                          |                |                          |  |

Продолжение приложения Д

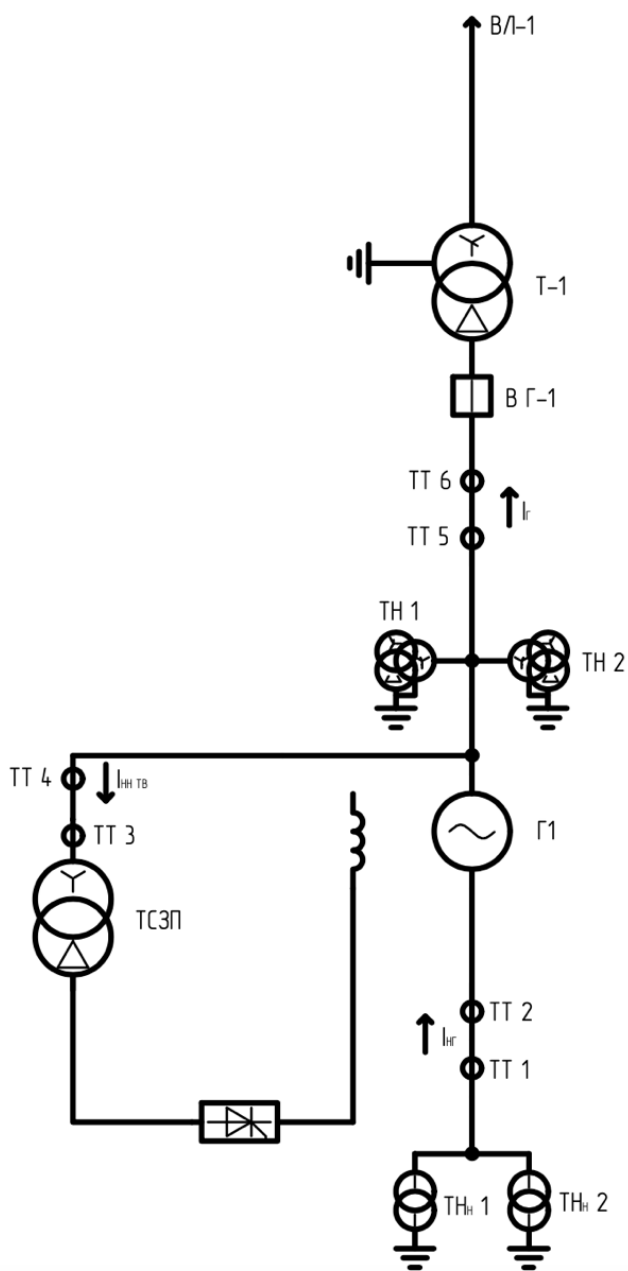


Рисунок Д.1 – Расчётная схема

Продолжение приложения Д

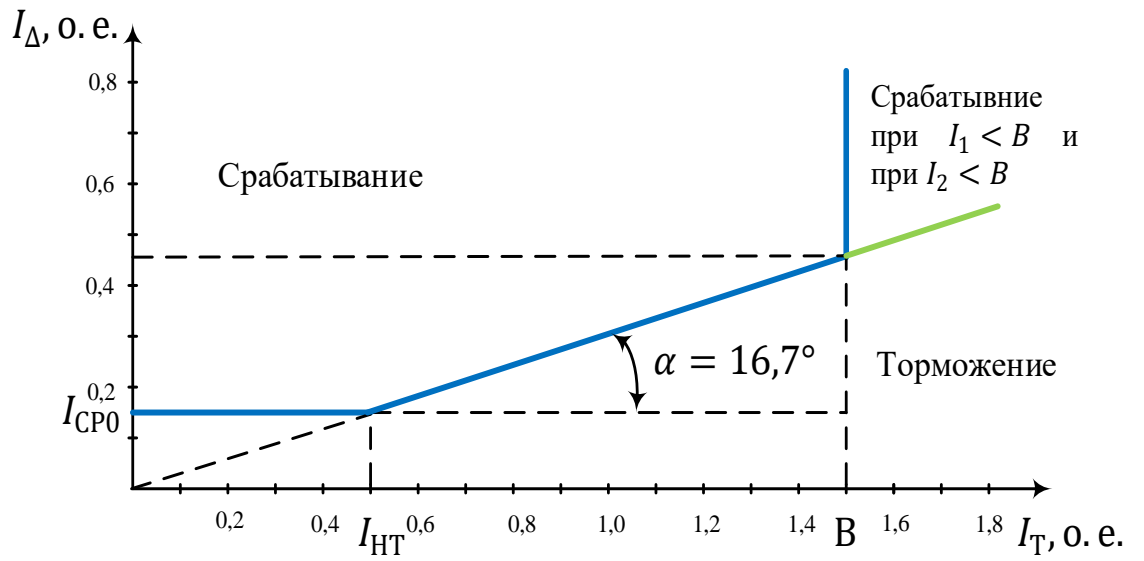


Рисунок Д.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

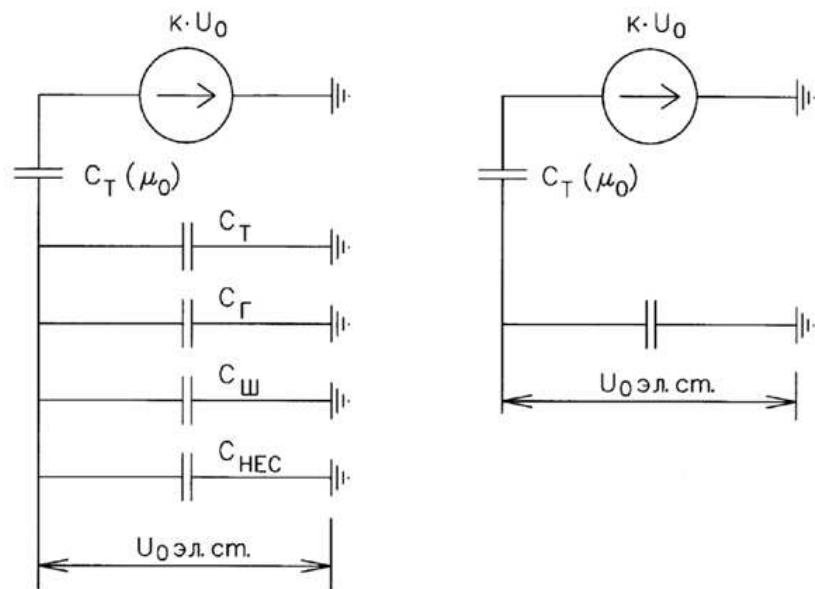


Рисунок Д.3 – Схема замещения для определения  $U_0 \text{ эл.ст.}$



Продолжение приложения Д

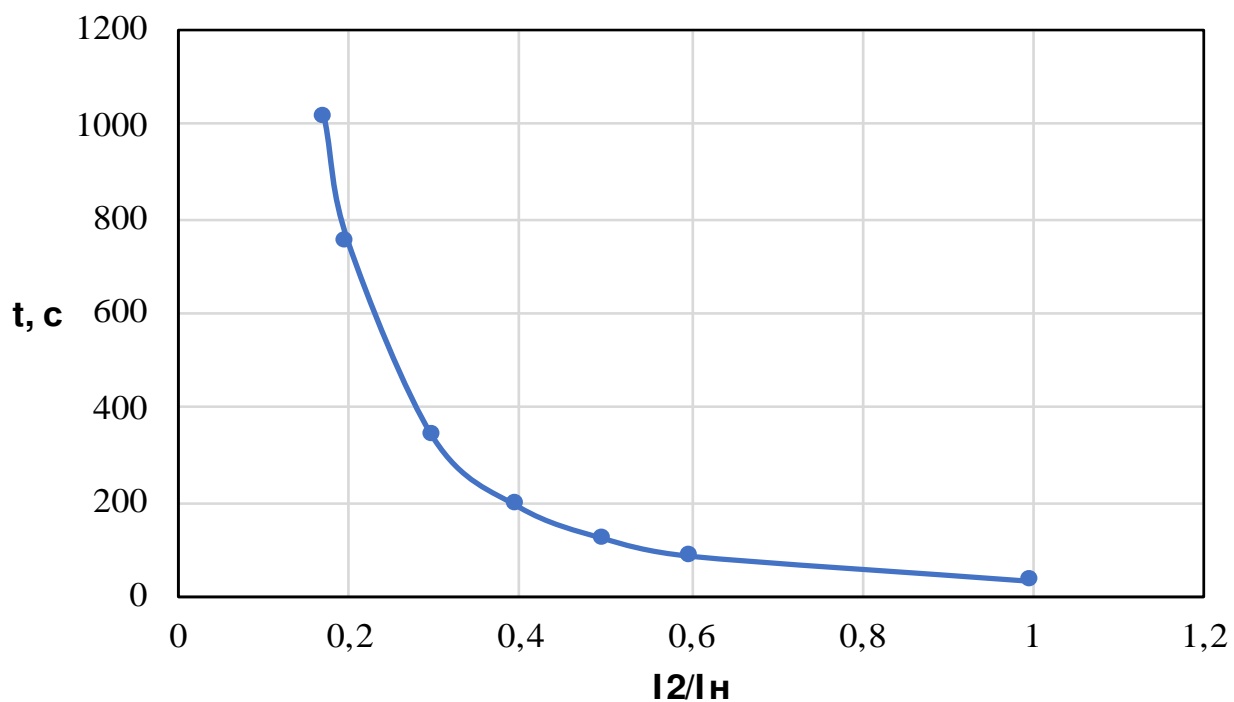


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

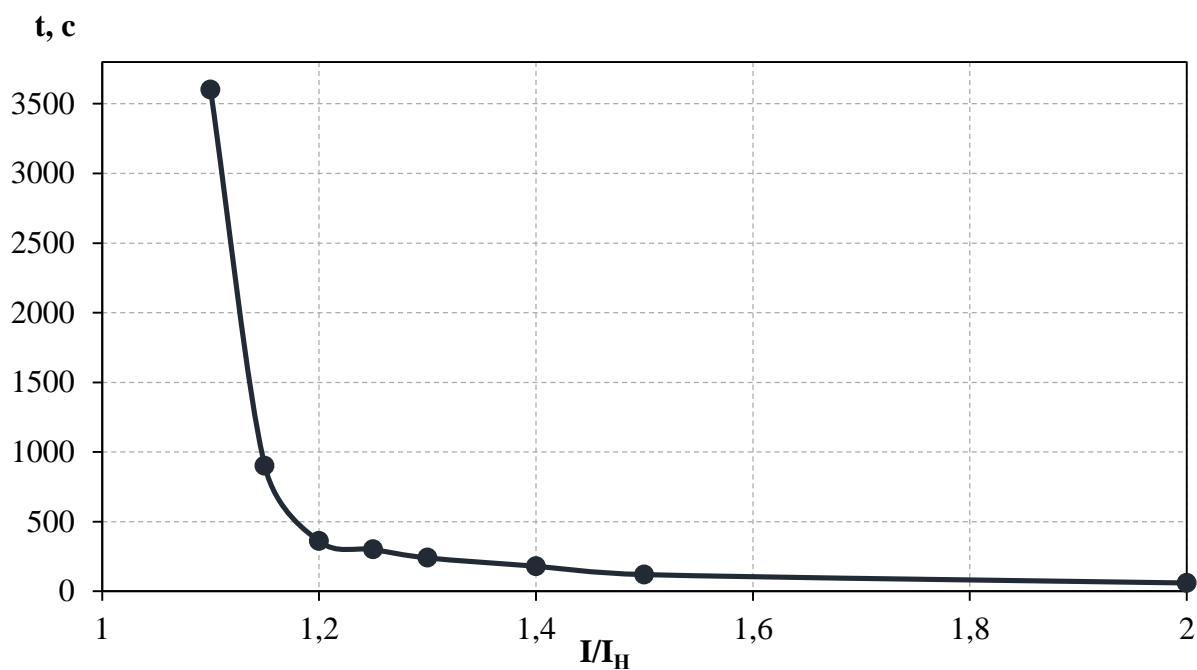


Рисунок Д.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Продолжение приложения Д

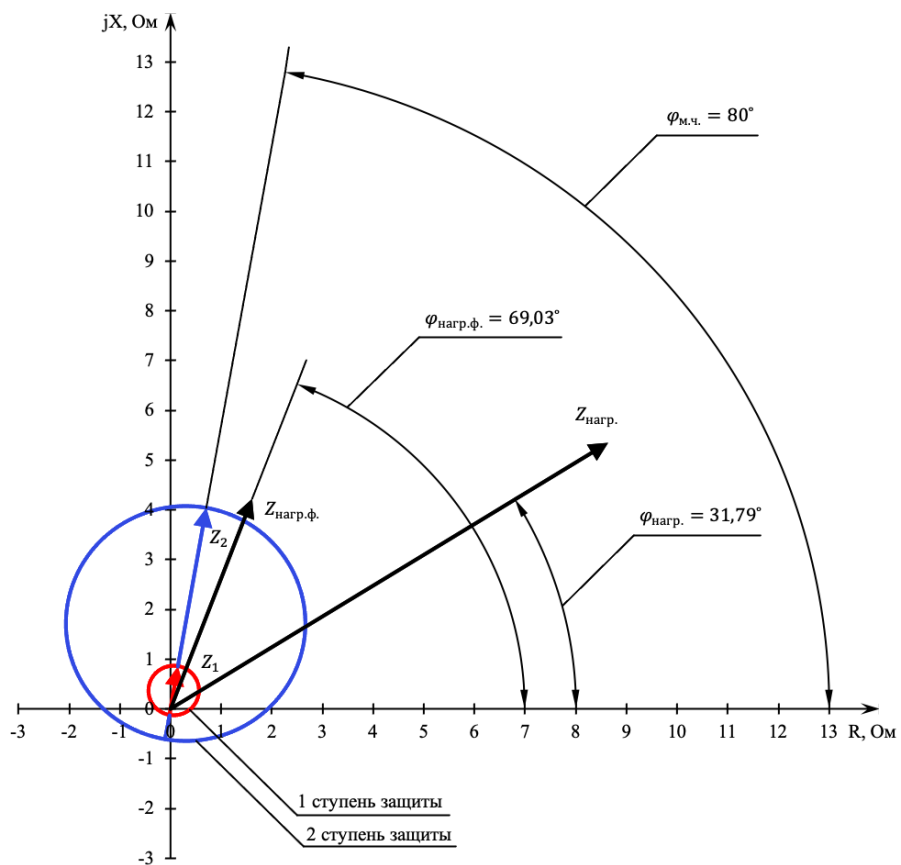


Рисунок Д.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

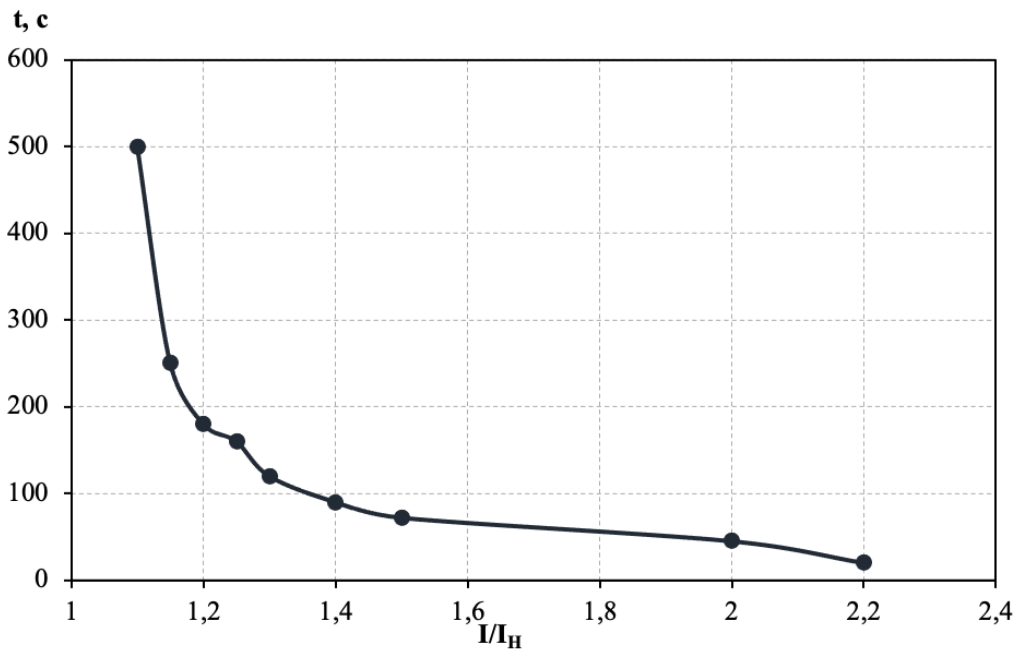


Рисунок Д.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

| $X^*$ | $Y^*$ | $X^*$ | $Y^*$  |
|-------|-------|-------|--------|
| 0,0   | 0,504 | 8,0   | 4,94   |
| 0,4   | 0,144 | 8,4   | 5,476  |
| 0,8   | 0,028 | 8,8   | 6,032  |
| 1,2   | 0     | 9,2   | 6,612  |
| 1,6   | 0,024 | 9,6   | 7,2    |
| 2,0   | 0,108 | 10,0  | 7,84   |
| 2,4   | 0,24  | 10,4  | 8,488  |
| 2,8   | 0,4   | 10,8  | 9,156  |
| 3,2   | 0,584 | 11,2  | 9,848  |
| 3,6   | 0,792 | 11,6  | 10,56  |
| 4,0   | 1,024 | 12,0  | 11,296 |
| 4,4   | 1,284 | 12,4  | 12,052 |
| 4,8   | 1,576 | 12,8  | 12,828 |
| 5,2   | 1,9   | 13,2  | 13,62  |
| 5,6   | 2,256 | 13,6  | 14,436 |
| 6,0   | 2,644 | 14,0  | 15,272 |
| 6,4   | 3,056 | 14,4  | 16,124 |
| 6,8   | 3,492 | 14,8  | 16,996 |
| 7,2   | 3,948 | 15,2  | 17,884 |
| 7,6   | 4,432 | 15,6  | 18,792 |

Таблица Е.2 – Координаты зависимостей  $B_{\Pi}^I = f(n)$  и  $B_{\Pi}^{II} = f(n)$

| $n$ | $B_{\Pi}^I$ | $B_{\Pi}^{II}$ |
|-----|-------------|----------------|
| 0   | 31,92       | 42,79          |
| 0,1 | 32,35       | 40,65          |
| 0,2 | 32,98       | 38,72          |
| 0,3 | 33,85       | 36,96          |
| 0,4 | 35,00       | 35,35          |
| 0,5 | 36,54       | 33,88          |
| 0,6 | 38,59       | 32,52          |
| 0,7 | 41,39       | 31,27          |
| 0,8 | 45,38       | 30,11          |
| 0,9 | 51,50       | 29,04          |

Окончание приложения Е

Таблица Е.3 – Расстояния, снятые с треугольника потерь напора

| №                   | $H_d$ , м |
|---------------------|-----------|
| 0                   | 39,90     |
| 1                   | 34,35     |
| 2                   | 33,74     |
| 3                   | 24,36     |
| 4                   | 24,07     |
| 5                   | 23,84     |
| 7                   | 14,46     |
| 8                   | 14,24     |
| 9                   | 13,60     |
| 10                  | 7,53      |
| 11                  | 6,89      |
| 12                  | 6,45      |
| 13                  | 5,55      |
| 14                  | 0         |
| $H_{\text{пону́р}}$ | 9,39      |
| $H_{\text{шпунт}}$  | 9,39      |

Таблица Е.4 – Основные нагрузки на плотину

| Обозначение силы  | $\gamma_f$ | Направление силы             | Сила, кН | Плечо, м   | Момент, кН · м |
|-------------------|------------|------------------------------|----------|------------|----------------|
| $T_B$             | 1,0        | →                            | 9496,08  | 14,67      | 139275,68      |
| $T_H$             | 1,0        | ←                            | 82,45    | 1,37       | -112,68        |
| $W_H$             | 1,0        | ↓                            | 152,83   | 13,74      | 2099,52        |
| $G_6$             | 0,95       | ↓                            | 6109,38  | 6,16       | -37634,69      |
| $G_{\text{пл}}$   | 0,95       | ↓                            | 12020,69 | 6,95       | -83520,93      |
| $W_{\text{взв}}$  | 1,0        | ↑                            | 1083,02  | 0          | 0              |
| $W_\phi$          | 1,0        | ↑                            | 3753,42  | 3,26       | 12232,60       |
| $E_H$             | 1,2        | →                            | 9,81     | 3,27       | 32,07          |
| $E_{\text{ав}}$   | 1,2        | →                            | 64,03    | 1,63       | 104,25         |
| $E_{\text{п}}$    | 0,8        | ←                            | 306,97   | 1,33       | -409,30        |
| $W_{\text{волн}}$ | 1,0        | →                            | 5,87     | 43,18      | 253,61         |
| $G_{\text{п}}$    | 1,0        | ↓                            | 692,19   | 38,60      | -26718,67      |
| $q_3$             | 0,9        | ↓                            | 12,88    | 15,90      | -204,86        |
|                   |            | $\Sigma \downarrow \uparrow$ | 14151,53 | $\Sigma M$ | 5403,00        |

Окончание приложения Е

Таблица Е.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

| Напряжение                 | Напорная грань | Низовая грань |
|----------------------------|----------------|---------------|
| $\sigma_y, \text{кН/м}^2$  | -375,87        | -428,20       |
| $\sigma_x, \text{кН/м}^2$  | -431,64        | -124,58       |
| $\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$ | 0              | 180,92        |
| $\sigma_1, \text{кН/м}^2$  | -375,87        | -40,22        |
| $\sigma_3, \text{кН/м}^2$  | -431,64        | -512,56       |

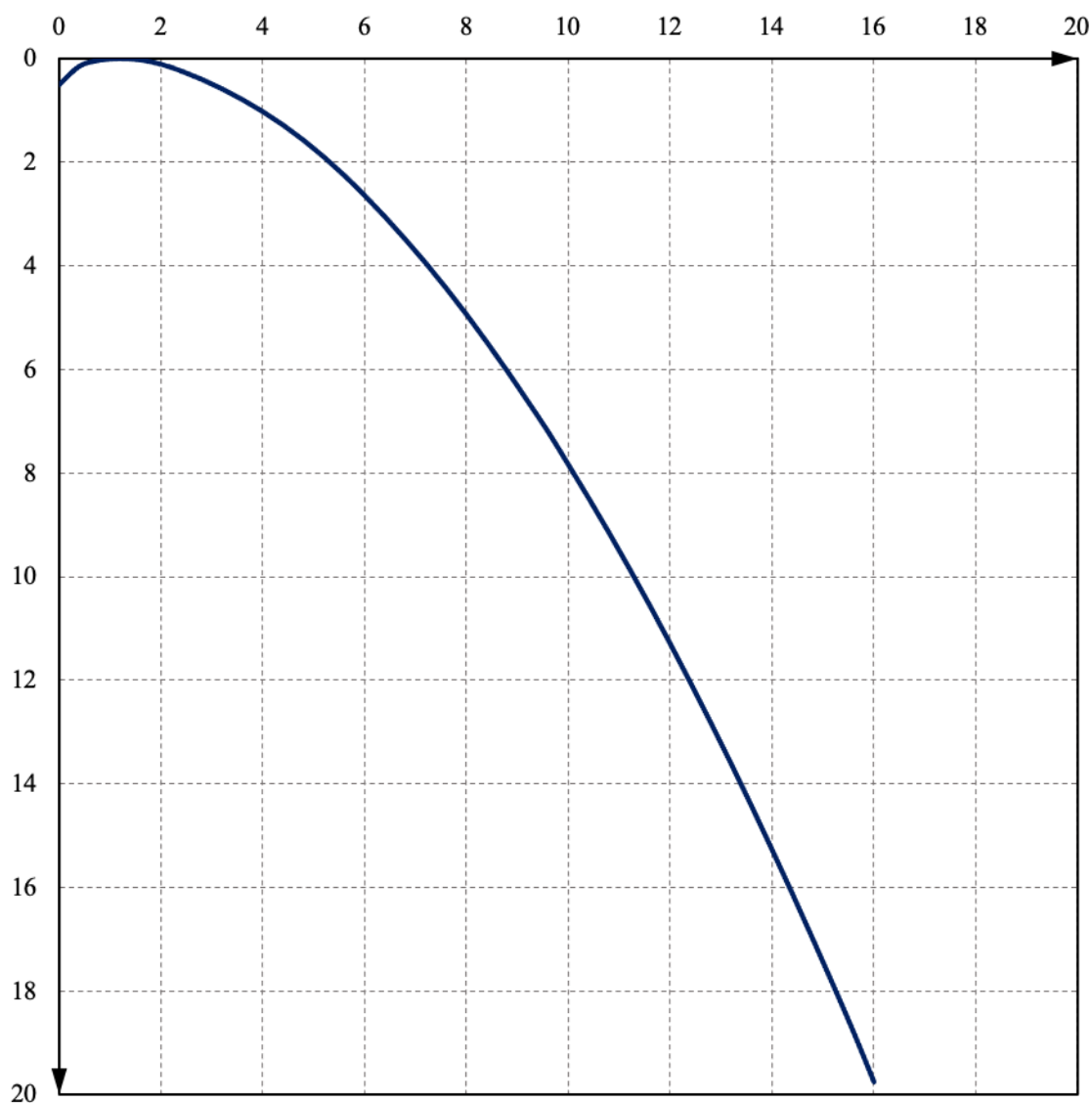


Рисунок Е.1 – Профиль А

Окончание приложения Е

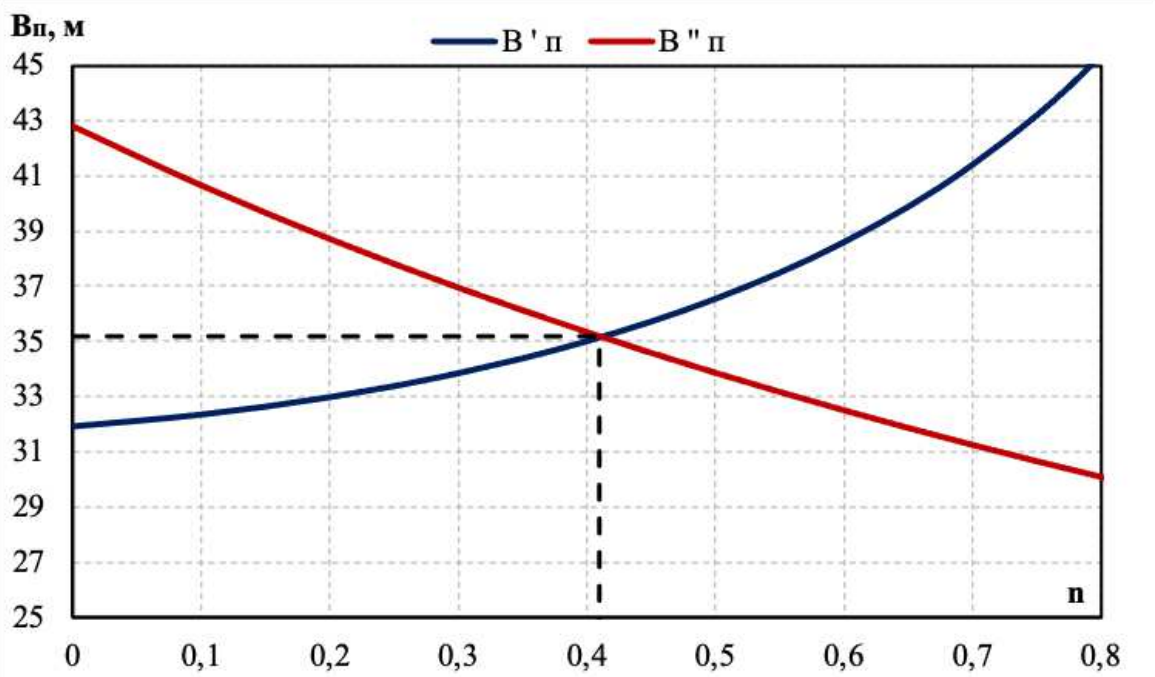


Рисунок Е.2 – Пересечение кривых  $V'_п = f(n)$  и  $V''_п = f(n)$

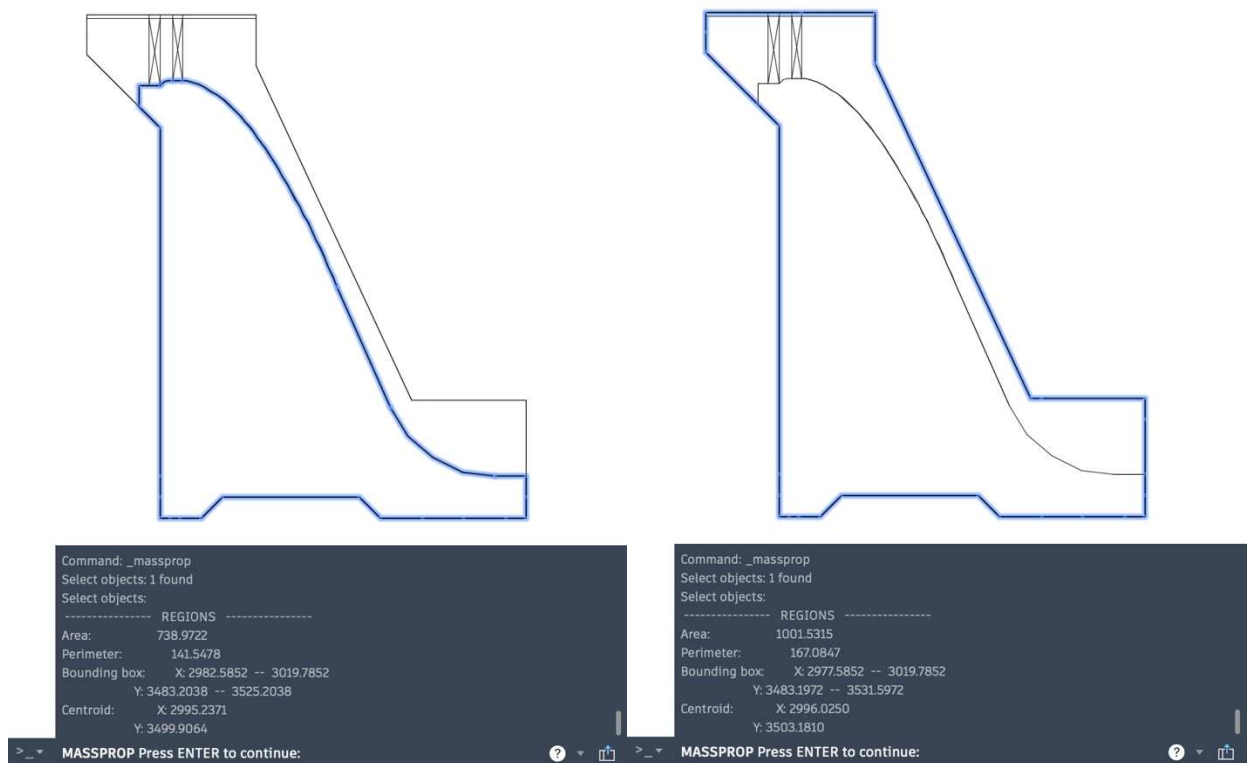


Рисунок Е.3 – площади быка и плотины

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя                          | Единица измерения | Год реализации проекта |          |          |          |          |
|--|-------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|
|  |                   | 2026                   | 2027     | 2028     | 2029     | 2030     |
| Установленная мощность                           | МВт               | 103                    | 103      | 103      | 103      | 103      |
| Число часов использования установленной мощности | Часы              | 6 359                  | 6 359    | 6 359    | 6 359    | 6 359    |
| Выработка электроэнергии                         | МВт*ч             | 54 623.8               | 54 623.8 | 54 623.8 | 54 623.8 | 54 623.8 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | %                 | 1.00                   | 1.00     | 1.00     | 1.00     | 1.00     |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | МВт*ч             | 546.24                 | 546.24   | 546.24   | 546.24   | 546.24   |
| Объем реализации электроэнергии                  | МВт*ч             | 54 077.6               | 54 077.6 | 54 077.6 | 54 077.6 | 54 077.6 |
| Тариф на электроэнергию                          | руб/МВт*ч         | 1 259.5                | 1 303.3  | 1 345.8  | 1 389.2  | 1 435.8  |
| Выручка от реализации электроэнергии             | млн.руб.          | 68,1                   | 70,5     | 72,8     | 75,1     | 77,6     |
| НДС к выручке                                    | млн.руб           | 10,4                   | 10,8     | 11,1     | 11,5     | 11,8     |

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

| Наименование            | Ставка, тыс.руб/МВт | Сумма, млн.руб. |
|-------------------------|---------------------|-----------------|
| Расходы на оплату труда | 255,2               | 80,1            |
| Прочие                  | 274,0               | 28,2            |
| Итого по ГЭС            |                     | 108,4           |

Таблица Ж.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

| Установленная мощность (МВт) | Этапы жизненного цикла проекта (лет) |            |             |          |
|------------------------------|--------------------------------------|------------|-------------|----------|
|                              | от 1 до 5                            | от 6 до 15 | от 16 до 25 | свыше 25 |
| от 100 МВт до 399 МВт        | 0,060%                               | 0,090%     | 0,140%      | 0,200%   |

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| <b>Наименование</b>                     | <b>Ставка</b>          | <b>Сумма,<br/>млн.руб.</b> |
|---|------------------------|----------------------------|
| ОАО «СО – ЕЭС»                          | 135,38 тыс.руб/МВт     | 13,9                       |
| НП АТС (администратор торговой системы) | 0,001097 тыс.руб/МВт*ч | 0,9                        |
| ЦФР (центр финансовых расчетов)         | 0,000318 тыс.руб/МВт*ч | 0,3                        |
| <b>Итого</b>                            |                        | <b>15,2</b>                |

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

| <b>Наименование</b>                                 | <b>Год реализации проекта</b> |              |              |              |              |
|---|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | <b>2026</b>                   | <b>2027</b>  | <b>2028</b>  | <b>2029</b>  | <b>2030</b>  |
| Амортизационные отчисления, млн.руб.                | 90,3                          | 55,3         | 56,2         | 56,2         | 58,6         |
| Расходы на страхование, млн.руб.                    | 17,8                          | 19,1         | 19,4         | 18,9         | 21,1         |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб.                  | 108,4                         | 108,4        | 108,4        | 108,4        | 108,4        |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб. | 1,1                           | 1,8          | 1,9          | 1,9          | 2,1          |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.   | 15,2                          | 15,2         | 15,2         | 15,2         | 15,2         |
| Налог на воду, млн.руб.                             | 4,3                           | 4,3          | 4,3          | 4,3          | 4,3          |
| <b>Итого, млн.руб.</b>                              | <b>237</b>                    | <b>204,2</b> | <b>205,4</b> | <b>204,9</b> | <b>209,8</b> |

Таблица Ж.6– Налоговые расходы

| <b>Наименование</b>                 | <b>Год реализации проекта</b> |              |              |              |              |
|-------------------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                                     | <b>2027</b>                   | <b>2028</b>  | <b>2029</b>  | <b>2030</b>  | <b>2031</b>  |
| Налог на прибыль, млн.руб.          | 161,8                         | 168,5        | 175,4        | 185,1        | 194,8        |
| НДС, млн.руб.                       | 121,9                         | 205,8        | 212,5        | 136,2        | 226,6        |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 19,5                          | 19,5         | 19,5         | 19,5         | 19,5         |
| Налог на имущество, млн.руб.        | 42,9                          | 42,9         | 41,6         | 42,2         | 49,8         |
| <b>Итого, млн.руб.</b>              | <b>161,8</b>                  | <b>168,5</b> | <b>175,4</b> | <b>185,1</b> | <b>194,8</b> |



Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование                                 | Год реализации проекта |       |         |         |         |
|--|------------------------|-------|---------|---------|---------|
|  | 2026                   | 2027  | 2028    | 2029    | 2030    |
| Выручка (нетто), млн.руб.                    | 964,4                  | 997,8 | 1 032,1 | 1 065,1 | 1 100,4 |
| Текущие расходы, млн.руб.                    | 236,9                  | 204,2 | 205,4   | 204,9   | 209,8   |
| ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.           | 960,2                  | 993,5 | 1 027,8 | 1 060,8 | 1 096,2 |
| ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.   | 748,1                  | 812,9 | 845,6   | 879,9   | 927,5   |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 149,6                  | 162,6 | 169,1   | 175,9   | 185,5   |
| НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.             | 598,5                  | 650,4 | 676,5   | 703,9   | 741,9   |
| Ставка налога на прибыль, %                  | 20.00                  | 20.00 | 20.00   | 20.00   | 20.00   |

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Тунгирская ГЭС на реке Тунгир»

| Наименование                             | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования                   | 11,6     |
| Период окупаемости – РВ, мес             | 315      |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб  | 265,1    |
| Индекс прибыльности – PI, руб.           | 1.08     |
| Внутренняя норма рентабельности – IRR, % | 12.26    |
| Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч      | 0.35     |
| Удельные капиталовложения, руб/Квт       | 88733,8  |

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

| Наименование                            | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| В федеральный бюджет, млн.Рублей        | 341,3 | 436,1 | 451,3 | 382,1 | 199,5 |
| В региональный бюджет, млн.Рублей       | 42,2  | 49,8  | 46,9  | 51,1  | 163   |
| Итого налоговых поступлений, млн.Рублей | 383,5 | 485,8 | 498,2 | 433,1 | 362,5 |

## Окончание приложения Ж

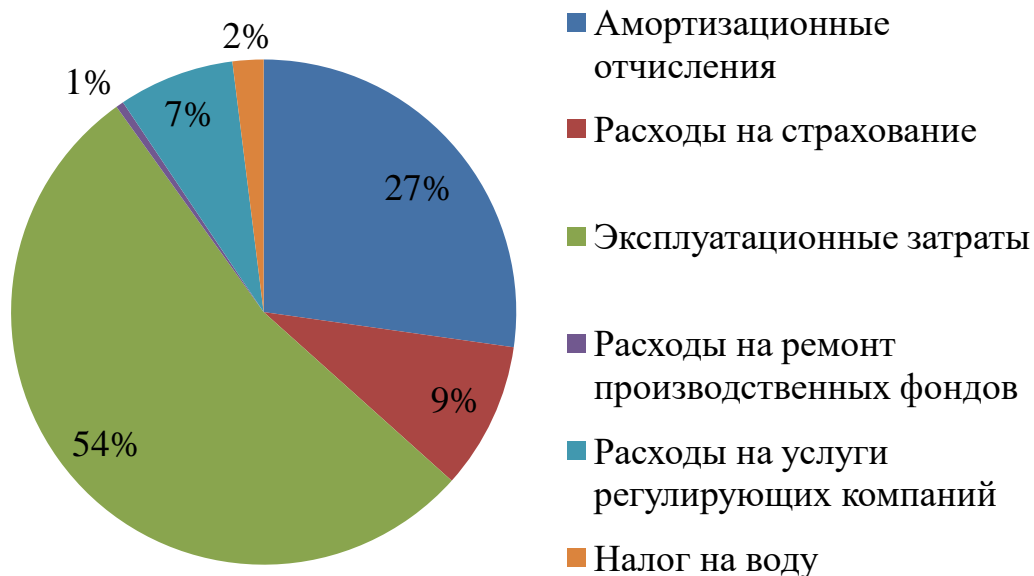


Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %



Рисунок Ж.2 – Денежные потоки по проекту, млн. руб.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

#### Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций

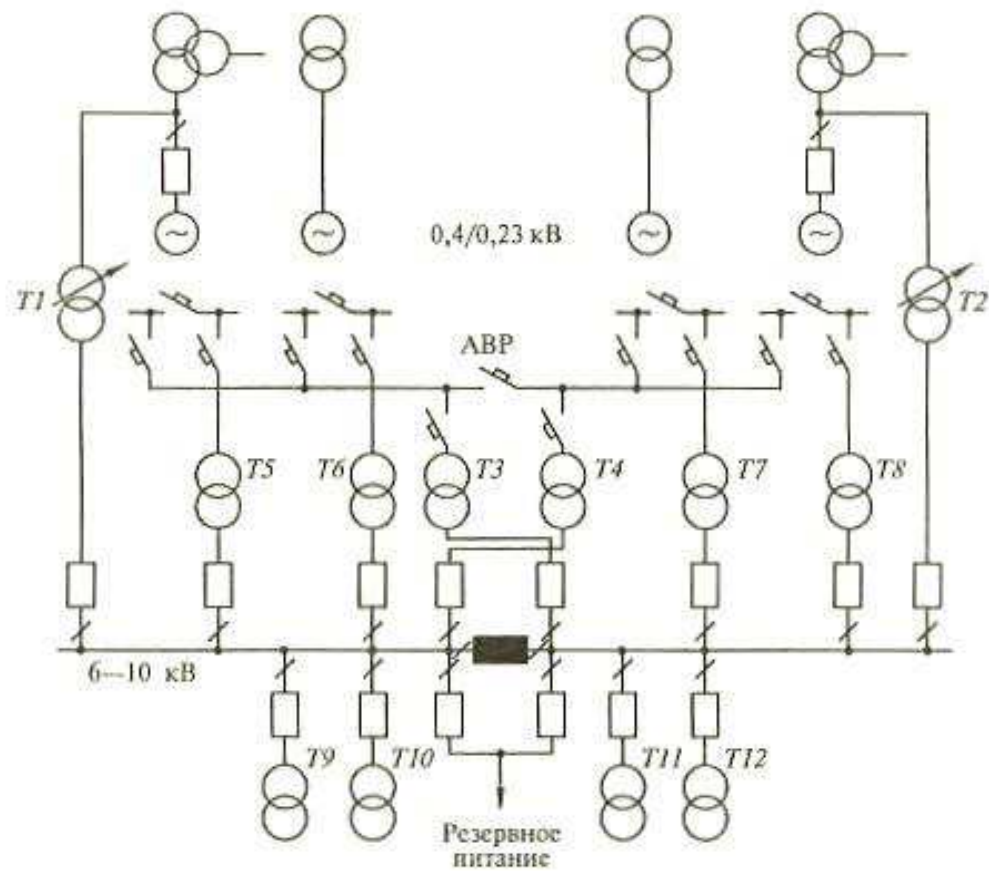


Рисунок 3.1 – схема питания с. н. мощной ГЭС с общими питающими трансформаторами.

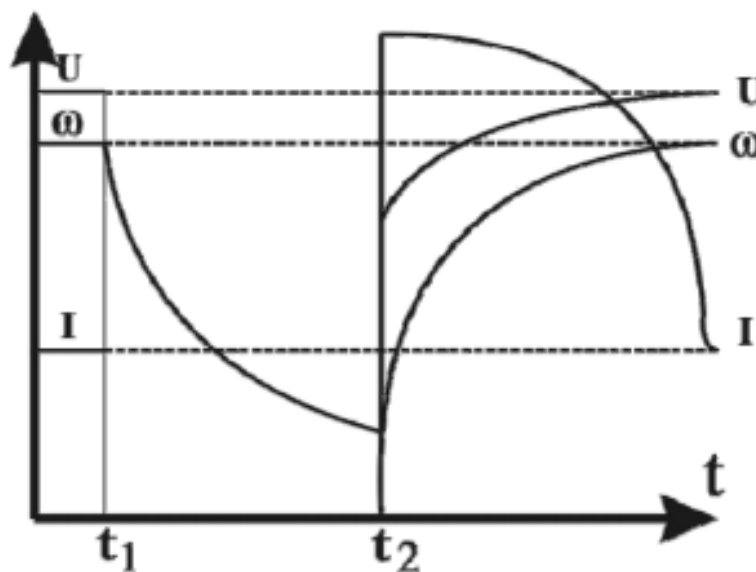


Рисунок 3.2 – Диаграмма токов, напряжения и частоты вращения двигателя при действии АВР

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



  
подпись.      инициалы, фамилия

«16» июль 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТУНГИР.  
САМОЗАПУСК ДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ  
тема

|              |  |  |   |
|--------------|--|--|---|
| Руководитель | <br>подпись, дата | канд. техн. наук,<br>заведующий кафедрой ГТЭЭС<br><u>Саяно-Шушенского филиала СФУ</u><br>должность | <u>А.А. Ачитаев</u><br>инициалы, фамилия  |
| Выпускник    | <br>подпись, дата |  | <u>А.Ю. Антипина</u><br>инициалы, фамилия |

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тунгирской ГЭС на реке Тунгир. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 09.06.22 Е.В. Зайцева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Масленникова 12.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Хмур 15.06.21 Н.А. Хмур  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Возман 14.06.22 М.С. Возманкин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Д.В. Захарова 11.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

А.В. Тютюнников 13.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.В. Лебедева 14.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Лапачова 14.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

В.П. Ситников 18.06.22  
подпись, дата                      инициалы, фамилия