

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОМУЛЛАКАЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА. ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛУЖИВАНИЯ)

| | | | |
|--------------|-------|--|--|
| Руководитель | _____ | Доцент кафедры ГЭС и ЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ ученая степень, ученое звание, должность, место работы | <u>В.И.Татарников</u> инициалы, фамилия |
| Выпускник | _____ | | <u>К.П.Курленко</u> инициалы, фамилия |

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Новомуллакаевской ГЭС на реке Уфа. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)»

Консультанты по разделам:

| | | |
|---|-------|--|
| Консультант руководителя БР | _____ | <u>А.А.Ачитаев</u> инициалы, фамилия |
| Водно–энергетические расчёты | _____ | <u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия |
| Основное и вспомогательное оборудование | _____ | <u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия |
| Электрическая часть | _____ | <u>А.А.Ачитаев</u> инициалы, фамилия |
| Релейная защита и автоматика | _____ | <u>М.С.Размахнин</u> инициалы, фамилия |
| Компоновка сооружения и гидроузла | _____ | <u>А.В.Захарова</u> инициалы, фамилия |
| Пожарная безопасность. Охрана труда | _____ | <u>В.И.Татарников</u> инициалы, фамилия |
| Охрана окружающей среды | _____ | <u>В.А.Кадычegov</u> инициалы, фамилия |
| Технико–экономическое обоснование | _____ | <u>В.В.Лапасова</u> инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер | _____ | <u>К.П.Синельникова</u> инициалы, фамилия |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НОВОМУЛЛАКАЕВСКОЙ ГЭС | 7 |
| ВВЕДЕНИЕ | 9 |
| 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС..... | 10 |
| 1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС..... | 10 |
| 1.2 Гидрологические данные реки Уфа..... | 10 |
| 1.3 Инженерно-геологические условия проектируемого гидроузла | 11 |
| 1.4 Данные по энергосистеме | 11 |
| 2 Водно-энергетические расчёты | 12 |
| 2.1 Данные для водно-энергетических расчётов | 12 |
| 2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока..... | 12 |
| 2.2.1 Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$) | 12 |
| 2.2.2 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$) | 13 |
| 2.3 Построение суточных графиков нагрузки, годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы..... | 14 |
| 2.4 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК..... | 16 |
| 2.5 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году. Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок..... | 17 |
| 2.6 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году..... | 20 |
| 2.7 Расчёт режимного поля | 21 |
| 3 Основное и вспомогательное оборудование..... | 23 |
| 3.1 Выбор системы и типа гидротурбины..... | 23 |
| 3.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике | 23 |
| 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы | 28 |
| 3.4 Гидромеханический расчет и построение плана металлической спиральной камеры..... | 31 |
| 3.5 Выбор типа серийного генератора | 35 |
| 3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины | 35 |
| 3.6.1 Расчёт вала на прочность | 35 |
| 3.6.2 Расчёт подшипника | 36 |
| 3.7 Выбор типа маслонапорной установки, электрогидравлического регулятора..... | 38 |
| 4 Электрическая часть..... | 39 |
| 4.1 Исходные данные | 39 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.2 | Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС | 39 |
| 4.3. | Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС | 39 |
| 4.3.1 | Выбор синхронного генератора | 39 |
| 4.3.2 | Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками | 40 |
| 4.3.3 | Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединённым блоком | 42 |
| 4.3.4 | Выбор трансформаторов собственных нужд | 44 |
| 4.4 | Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий | 44 |
| 4.5 | Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта | 46 |
| 4.6 | Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения | 47 |
| 4.7.1 | Расчёт исходных данных | 48 |
| 4.7.2 | Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» | 49 |
| 4.8 | Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима | 50 |
| 4.9 | Выбор и проверка электрооборудования | 51 |
| 4.9.1 | Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 13,8 кВ | 51 |
| 4.9.2 | Выбор разъединителей на генераторное напряжение 13,8 кВ | 52 |
| 4.9.3 | Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 13,8 кВ | 53 |
| 4.9.4 | Выбор генераторного анализатора и синхронизатора | 53 |
| 4.9.5 | Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ | 54 |
| 4.9.6 | Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 220 кВ | 55 |
| 5 | Устройство релейной защиты и автоматизация энергетических систем | 56 |
| 5.1 | Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора | 56 |
| 5.1.1 | Защита системы возбуждения | 58 |
| 5.1.2 | Максимальная токовая защита системы возбуждения | 59 |
| 5.1.3 | Токовая отсечка системы возбуждения | 61 |
| 5.2 | Перечень защит блока генератор-трансформатор. Расчёт уставок | 61 |
| 5.2.1 | Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) | 63 |
| 5.2.2 | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)) | 66 |
| 5.2.3 | Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) | 68 |
| 5.2.4 | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) | 69 |
| 5.2.5 | Защита от симметричных перегрузок (I1) | 75 |
| 5.2.6 | Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 < | 77 |
| 5.2.7 | Защита от перегрузки обмотки ротора | 81 |
| 6 | Компоновка и сооружения гидроузла | 84 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 6.1 | Проектирование сооружений напорного фронта | 84 |
| 6.1.1 | Определение отметки гребня плотины..... | 84 |
| 6.2 | Гидравлические расчёты | 86 |
| 6.2.1 | Определение ширины водосливного фронта | 86 |
| 6.2.2 | Определение отметки гребня водослива | 87 |
| 6.2.3 | Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае..... | 89 |
| 6.2.4 | Построение оголовка водослива по Кригеру - Офицерову..... | 90 |
| 6.3 | Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе..... | 91 |
| 6.3.1 | Расчёт носка трамплина и дальности отлета струи | 92 |
| 6.4 | Конструирование бетонной плотины | 94 |
| 6.4.1 | Определение ширины подошвы | 94 |
| 6.4.2 | Разрезка бетонных плотин швами | 96 |
| 6.4.3 | Быки..... | 97 |
| 6.4.4 | Устои | 97 |
| 6.4.5 | Определение ширины плотины по гребню | 97 |
| 6.4.6 | Галереи и дренаж в теле плотины | 98 |
| 6.4.7 | Расчет цементационной завесы и дренажа..... | 98 |
| 6.5 | Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Оценка прочности плотины | 99 |
| 6.5.1 | Определение основных нагрузок на плотину | 99 |
| 6.5.1.1 | Вес плотины | 99 |
| 6.5.1.2 | Сила гидростатического давления воды | 100 |
| 6.5.1.3 | Равнодействующая взвешивающего давления | 101 |
| 6.5.1.4 | Сила фильтрационного давления..... | 101 |
| 6.5.1.5 | Давление грунта..... | 102 |
| 6.5.1.6 | Волновое воздействие | 103 |
| 6.6 | Определение напряжений | 103 |
| 6.7 | Критерий прочности плотины и ее основания..... | 106 |
| 6.8 | Обоснование устойчивости плотины | 106 |
| 7 | Охрана окружающей среды | 108 |
| 8 | Пожарная безопасность. Охрана труда | 111 |
| 8.1 | Пожарная безопасность..... | 111 |
| 8.1.1 | Пожаротушение кабельных секций..... | 112 |
| 8.2 | Устройство охраны труда | 112 |
| 9 | Технико-экономические обоснование | 116 |
| 9.1. | Оценка объёмов реализации электроэнергии | 116 |
| 9.2 | Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности..... | 119 |
| 9.3 | Оценка инвестиционного проекта | 120 |
| 9.4 | Анализ чувствительности | 122 |
| 10 | Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)..... | 125 |
| 10.1 | Типы компрессорных установок | 125 |

| | |
|--|-----|
| 10.2 Технологические схемы и состав оборудования | 126 |
| 10.2.1 Схема высокого давления проектируемой Новомуллакаевской ГЭС..... | 126 |
| 10.2.2 Схема низкого давления проектируемой Новомуллакаевской ГЭС..... | 130 |
| 10.3 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания | 132 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 136 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 138 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных | 141 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты..... | 143 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование | 166 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Г Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем..... | 171 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка и сооружение гидроузла | 173 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Е Компоновка и сооружение гидроузла..... | 175 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Технико-экономическое обоснование | 177 |

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НОВОМУЛЛАКАЕВСКОЙ ГЭС

- 1 Наименование реки Уфа;
- 2 Местонахождение ГЭС Республика Башкортостан;
- 3 Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 316 м³/с;
 - б) всех турбин 743,04 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 1099 м³/с;
0,01% 1266 м³/с;
 - г) минимальный 90 м³/с;
- 4 Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 185,00 м;
ФПУ 187,00 м;
УМО 182,58 м
 - в) объемы:
 - полный 15,28 км³;
 - полезный 2,33 км³;
- 5 Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 47,55 м;
 - б) расчетный 43,24 м;
 - в) минимальный 42,80 м;
- 6 Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 260 МВт;
 - гарантированная 172 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 989 млн. кВт·ч;
- 7 Грунтовая плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 319,00 м / 52,27 м;
 - б) правобережная глухая 188,45 м / 51,85 м;
- 8 Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) стационарная 104 м / 55,00 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 11 м / 55,00 м;
 - д) водосливная 33 м / 55,00 м;
- 9 Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстия 8×8;
 - в) общая длина 33 м;
 - г) максимальная высота 55,00 м;
- 10 Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании гранит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая;

- г) тип отсасывающей трубыизогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов26 м;
- 11 Основное оборудование:
- а) тип турбины ПЛД50-В60-500;
б) тип генератора СВ-810/160-40;
в) мощность генератора 65 МВт;
г) частота вращения 150 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ 80000/220;
- 12 Техничко-экономические показатели:
- а) удельные капиталовложения 121450 руб/кВт;
в) себестоимость энергии 12 коп/кВт·ч;
г) срок окупаемости 13 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Во многих регионах России наблюдается дефицит электрической энергии в связи с развитием экономики. Для решения данной проблемы необходимо строительство энергообъектов, для генерации электричества.

Одной из самой обсуждаемой глобальной проблемой в настоящее время является изменение климата, что накладывает ограничения на выработку электроэнергии традиционными источниками, так как их влияние на экологию увеличивается.

Опираясь на современные вызовы устойчивого развития, возрастает интерес к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Самым распространенным источником возобновляемой энергии остается энергия течения рек. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяет использовать более простые и дешёвые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии.

При выработке на гидравлических электростанциях себестоимость производства в кВт·ч заметно ниже по сравнению с себестоимости электроэнергии, выработанной на тепловых и атомных станциях.

Такой источник энергии, как текущая вода, постоянно возобновляется, что отличает от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Ожидается, что доля гидроэнергетики в энергетическом балансе будет возрастать и увеличит технико-экономических потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

Рассматривая энергетику Республики Башкортостан, выявлено, что имеется некий дефицит генерирующих мощностей. Обуславливается он развитием нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий, также развитие легкой промышленности, транспортного комплекса.

Строительство Новомуллакаевской ГЭС является решением проблемой, указанной выше.

Целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением теоретических знаний, также путём инженерного подхода к решению задач, с сопоставлением вариантов для выбора оптимальных технологических решений.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Река Уфа протекает в северо-лесостепной зоне умеренного пояса. Климат умеренно континентальный с теплым летом и продолжительной, холодной зимой.

Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая + 3°C;
- Средняя температура самого теплого месяца – июля +19,4°C;
- Абсолютный максимум температуры +25,6°C;
- Средняя температура самого холодного месяца – января -14,9°C;
- Абсолютный минимум температуры -19,4°C.

Характеристика осадков:

- Среднее количество осадков – 589 мм;
- Самый засушливый месяц – март (21 мм осадков);
- Наибольшее количество осадков в июле – 75 мм.

Скорости ветра:

- Минимальное значение – 0,02 м/сек.

1.2 Гидрологические данные реки Уфа

Река Уфа течет в Челябинской, Свердловской области и Башкортостане, правый приток реки Белой (бассейн Волги).

Река наполняется при таянии снегов в половодье за счет поверхностного стока весеннего таяния снега. В летне-осенний период роль подземных вод в жизни реки больше, чем дождевых.

В таблице А.1 приведен гидрологический ряд наблюдений со среднемесячными расходами воды в период с 1931 года по 1999 год.

Среднее значение стока за весь период наблюдений составляет 318 м³/с.

Данные максимальных расходов для различных обеспеченностей представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расчётные расходы для различных обеспеченностей

| <i>p</i> , % | 0,01% | 0,1% | 0,50% | 1% | 3% |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Q</i> _{макс} | 1266 | 1099 | 975 | 920 | 829 |
| УНБ | 140,33 | 140,20 | 139,92 | 139,99 | 139,94 |

Кривые связи расхода и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов представлены на рисунке 1.1.

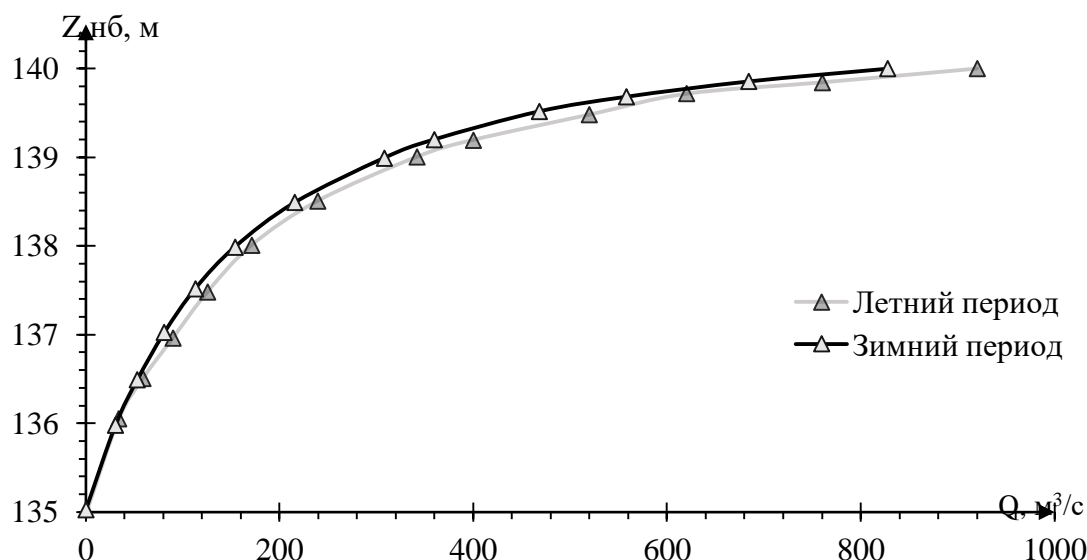


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов

1.3 Инженерно-геологические условия проектируемого гидроузла

В основании створа залегает гранит и метаморфические сланцы, обладающие следующими характеристиками:

- удельный вес грунта $\gamma_{гр} = 18,05 \text{ кН/м}^3$;
- сцепление грунта $c = 110 \text{ кПа}$;
- угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр} = 37^\circ$.

Район предполагаемого места строительства по карте сейсмического районирования ОСР-97 находится на уровне 5 баллов по шкале MSK-64. Расположение данного гидроузла не является сейсмоопасным.

1.4 Данные по энергосистеме

Подключение станции планируется к ОЭС Урала, а именно к Башкирскому РДУ.

На территории операционной зоны Башкирского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 5498 МВт. Наиболее крупными из них являются: Кармановская ГРЭС, Уфимская ТЭЦ-2, Ново-Салаватская ТЭЦ, Затонская ТЭЦ, Ново-Салаватская ПГУ, Стерлитамакская ТЭЦ, Уфимская ТЭЦ-4, Ново-Стерлитамакская ТЭЦ.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Данные для водно-энергетических расчётов

- Коэффициент мощности $k_N = 8,5$;
- Зимний коэффициент $k_3 = 0,9$;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,3$ м;
- Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|----------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| Фильтрация | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2,7 |
| Испарение | 15,0 | 18,6 | 19,8 | 39,4 | 45,7 | 39,6 | 35,6 | 34,6 | 21,5 | 20,7 | 17,8 | 16,7 |
| Льдо- образование | 7,9 | 6,1 | 4,2 | 2,3 | 0,8 | -13,2 | -18,4 | 0 | 0 | 2,1 | 3,3 | 4,9 |
| ВХК | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 |
| Сан.попуск | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

По данным, приведенным в таблице А.1 вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени (IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы) и половодья (IV, V, VI, VII, VIII месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно в таблице Б.1.

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

Для расчетной обеспеченности $P=50\%$ принимаем 1979 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1942}}} = \frac{410,8}{410,4} = 1,0; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1979}}} = \frac{232,6}{233,6} = 0,96. \quad (2.3)$$

В период половодья год с обеспеченностью 50% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1942 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких – либо изменений, результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного 1942 года (P=50%) с приведением

| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | $Q_{\text{ср.г.}}$ |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|--------------------|
| $Q_{\text{баз}}^{1942}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 176 | 241 | 251 | 516 | 351 | 512 | 343 | 335 | 307 | 214 | 222 | 217 | 307 |
| $Q_{\text{пр}}^{1942}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 176 | 241 | 251 | 517 | 351 | 512 | 343 | 335 | 307 | 214 | 222 | 217 | 307 |

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1945 год базовым для обеспеченности P=90% и считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{м1945}}} = \frac{347,4}{339,8} = 1,02; \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1953}}} = \frac{221,9}{201,4} = 0,908. \quad (2.5)$$

Таблица 2.2 – Расходы маловодного 1945 года (P=90%) с приведением

| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | $Q_{\text{ср.г.}}$ |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|--------------------|
| $Q_{\text{баз}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 190 | 228 | 251 | 308 | 350 | 346 | 375 | 358 | 279 | 211 | 235 | 212 | 279 |
| $Q_{\text{пр}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 194 | 233 | 257 | 315 | 358 | 354 | 383 | 366 | 285 | 216 | 240 | 217 | 285 |

Среднегодовые расходы не сошлись, расход оказался больше, значит принимаем $K_{\Pi} = 1,02$ и $K_{\text{М}} = 0,908$. Скорректированные расходы базового 1979 года представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы средневодного 1979 года (P=90%) с корректировкой

| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | $Q_{\text{ср.г.}}$ |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|--------------------|
| $Q_{\text{баз}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 190 | 228 | 251 | 308 | 350 | 346 | 375 | 358 | 279 | 211 | 235 | 212 | 279 |
| $Q_{\text{кор}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 190 | 228 | 251 | 308 | 350 | 346 | 375 | 358 | 279 | 211 | 235 | 212 | 279 |

На основе данных полученных по расчетам выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

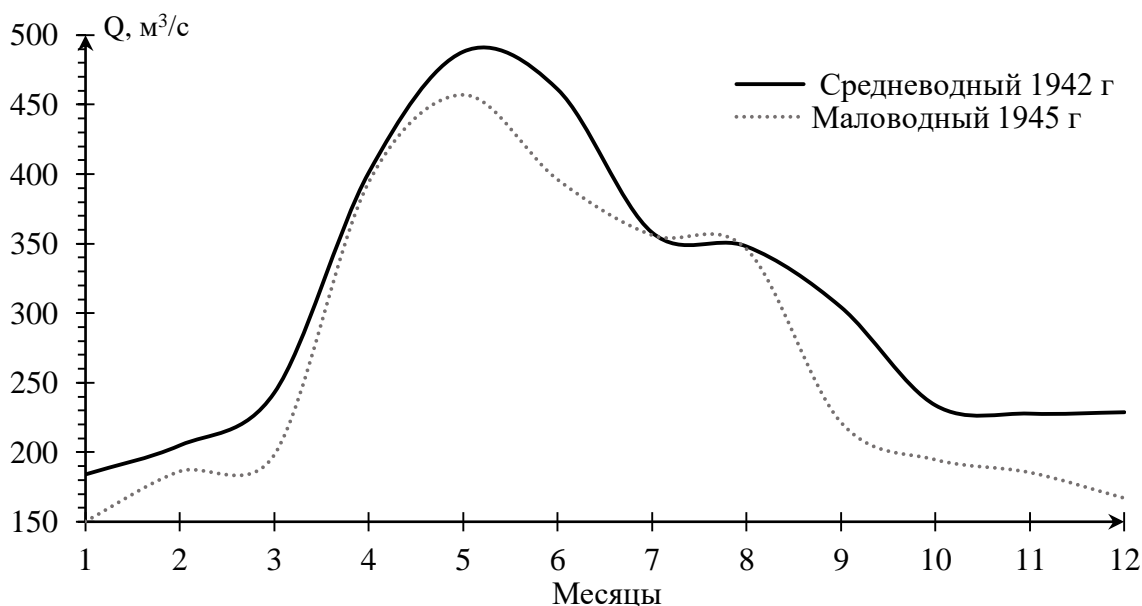


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки, годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно - энергетических расчетов. Также ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Сведения об ОДУ Урала получены с сайта Системного оператора в виде графиков потребления за зимние и летние сутки.

Находим коэффициент k , равный отношению годовых выработок Башкирского РДУ и ОДУ Урала:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}}, \quad (2.6)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}$ – годовая выработка ОДУ Урала, взятая с сайта системного оператора;

$\mathcal{E}_{\text{РДУ}}$ – годовая выработка Башкирского РДУ, взятая с сайта системного оператора.

$$k = \frac{263,68}{27,43} = 9,6.$$

Рассчитываем потребление мощности РДУ для зимы и лета с учётом мощности Башкирского РДУ и коэффициента k .

Получаем суточные графики нагрузки Башкирского РДУ, приведенного на рисунке 2.2.

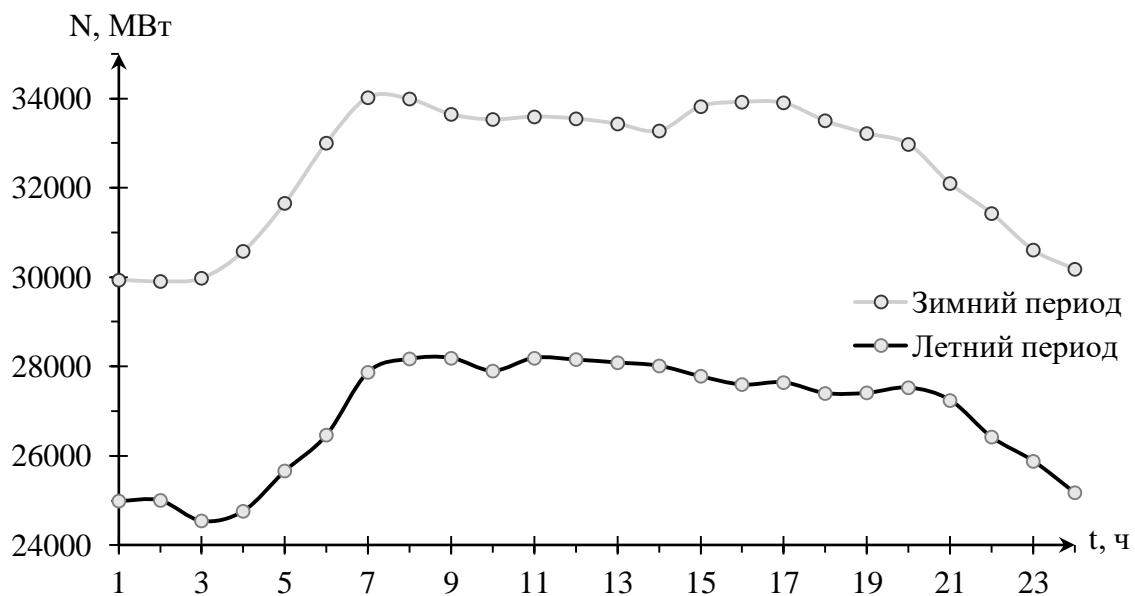


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки ЭС

По методике , учитывая коэффициент $k = 9,6$, находим максимальную и среднемесячную нагрузки Башкирского РДУ для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.7.

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Таблица 2.7 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Башкирского РДУ

| α | месяцы | cos | P макс | P ср | a макс | a средн | b макс | b средн |
|----------|--------|---------|--------|------|--------|---------|--------|---------|
| 0,2617 | 1 | 0,9660 | 3529 | 3370 | 3236 | 3090 | 303 | 290 |
| 0,7850 | 2 | 0,7074 | 3451 | 3295 | | | | |
| 1,3083 | 3 | 0,2595 | 3315 | 3165 | | | | |
| 1,8317 | 4 | -0,2579 | 3158 | 3016 | | | | |
| 2,3550 | 5 | -0,7063 | 3022 | 2886 | | | | |
| 2,8783 | 6 | -0,9655 | 2944 | 2811 | | | | |
| 3,4017 | 7 | -0,9664 | 2943 | 2810 | | | | |
| 3,9250 | 8 | -0,7085 | 3022 | 2885 | | | | |
| 4,4483 | 9 | -0,2610 | 3157 | 3015 | | | | |
| 4,9717 | 10 | 0,2564 | 3314 | 3164 | | | | |
| 5,4950 | 11 | 0,7051 | 3450 | 3294 | | | | |
| 6,0183 | 12 | 0,9651 | 3529 | 3370 | | | | |

На основе расчётов выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей для РДУ, представленных на рисунке 2.3.

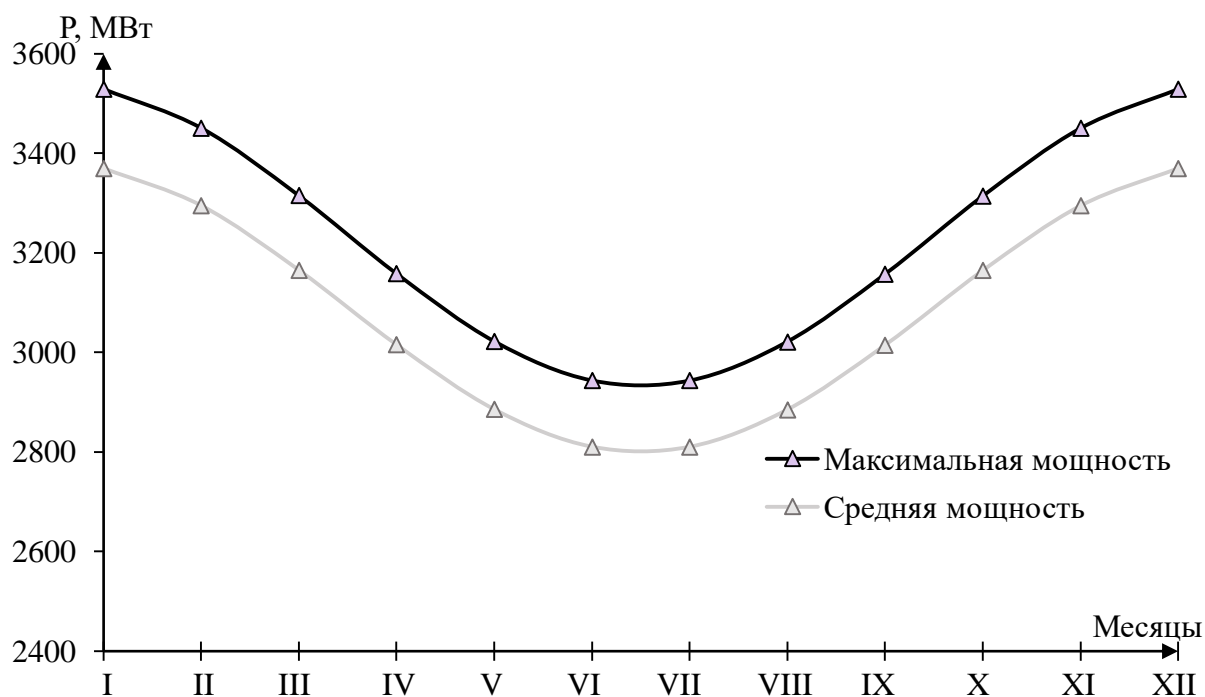


Рисунок 2.3 – График максимальных и среднемесячных мощностей

2.4 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

На данном этапе работы необходимо для условий маловодного года (90% обеспеченность) в самом общем виде перераспределить сток с половодного периода на зимний период, дефицитный как по воде, так и по электроэнергии. В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объём воды удастся аккумулировать в водохранилище, определим гарантированную энергоотдачу.

Результаты расчета сведены в таблицу Б.2.

Для построения баланса энергии необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определить избыточную мощность.

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 414 \text{ МВт.} \quad (2.7)$$

При построении баланса энергий на нём указывается линия гарантированной мощности.

В первом приближении производится перераспределение стока с половодного периода на зимний период. Затем значение гарантированной мощности будет уточнено в ВЭР.

Данные для построения баланса энергии сведены в таблицу Б.3, баланс энергии изображен на рисунке Б.1.

После определения гарантированной мощности в первом приближении можно приступить к сработке–наполнению водохранилища в маловодном году.

2.5 Водно–энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году. Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Водно-энергетический расчет (ВЭР) производится по гарантированной мощности, найденной из баланса энергии.

Первая итерация приведена в таблице Б.4.

После первой итерации водохранилище сработано-наполнено ниже первоначальной отметки, вследствие чего требуется корректировка гарантированной мощности в сторону уменьшения, пока водохранилище не будет сработано и наполнено до отметки НПУ.

Окончательный вариант гарантированных мощностей имеет следующие значения:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 172 \text{ МВт}; \quad (2.8)$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 105 \text{ МВт}. \quad (2.9)$$

Последняя итерация приведена в таблице Б.5.

После выполнения ВЭР необходимо убедиться в правильности выбора характера регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС. Для этого определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{\bar{W}}, \quad (2.10)$$

где \bar{W} – средний за многолетний период объем годового стока ГЭС, равный:

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}}, \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{ср}}$ – средний за многолетний период расход годового стока ГЭС.

$$W = \frac{318 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 8,42 \text{ км}^3.$$

$$\beta = \frac{2,3 \cdot 10^9}{11,5 \cdot 10^9} = 0,14.$$

Таким образом, полученный результат β соответствует годовому характеру регулирования.

Для того, чтобы определить рабочую мощность проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: необходимо обеспечить санитарный пуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме работы.

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}}. \quad (2.12)$$

$$N_{\text{база}} = \frac{k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H}{1000} \quad (2.13)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000} \quad (2.14)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{база}} \quad (2.15)$$

Расчёты с помощью формул (2.12) – (2.15) приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Расчёт рабочих мощностей для каждого месяца

| Мес. | Н гар. МВт | Э сут.гар. Млн.кВт·ч | Н база, МВт | Э база, Млн.кВт·ч | Н пик, МВт | Э пик, Млн.кВт·ч | Н раб, МВт | Н, м |
|------|---------------|-------------------------|----------------|----------------------|---------------|---------------------|---------------|------|
| 1 | 172 | 4,14 | 33 | 0,801 | 215 | 3,338 | 248 | 44 |
| 2 | 105 | 2,53 | 33 | 0,800 | 170 | 1,731 | 203 | 44 |
| 3 | 66 | 1,59 | 34 | 0,809 | 123 | 0,785 | 157 | 44 |
| 4 | 67 | 1,61 | 34 | 0,815 | 127 | 0,791 | 161 | 44 |
| 5 | 68 | 1,63 | 34 | 0,826 | 90 | 0,801 | 124 | 45 |
| 6 | 69 | 1,65 | 35 | 0,836 | 95 | 0,811 | 130 | 46 |
| 7 | 69 | 1,66 | 35 | 0,845 | 97 | 0,820 | 132 | 46 |
| 8 | 70 | 1,68 | 35 | 0,851 | 95 | 0,826 | 130 | 46 |
| 9 | 70 | 1,68 | 36 | 0,855 | 131 | 0,830 | 167 | 47 |
| 10 | 70 | 1,68 | 36 | 0,853 | 129 | 0,828 | 165 | 46 |
| 11 | 105 | 2,53 | 35 | 0,839 | 168 | 1,731 | 203 | 46 |
| 12 | 172 | 4,14 | 34 | 0,817 | 214 | 3,338 | 248 | 45 |

Горизонтальный катет треугольника (выработку) вписываем в пик-полупик графика нагрузки. Затем, определяем вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

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

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

Вписывание треугольников для каждого месяца происходит аналогично. Все интегральные кривые нагрузки (ИКН) приведены в приложениях Б.2-Б.13, где зеленым цветом показана Павловская ГЭС мощностью 166,4 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 590 млн кВт·ч.

2.6 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Баланс мощностей

Расчёт резервов необходим для построения баланса мощностей и определения установленной мощности – это суммарная мощность гидроагрегатов гидроэлектростанции.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}, \quad (2.16)$$

Резервная мощность ГЭС является суммой нагрузочной, аварийной и ремонтной мощностей.

Далее показан пример расчета мощностей для декабря (января).

Зная установленную мощность существующей станции и максимальную рабочую, для Павловской ГЭС примем нагрузочный резерв 2% от установленной мощности. Для проектируемой ГЭС нагрузочный резерв примем как 5% от рабочей мощности, а аварийный – 8%. Остаточный нагрузочный резерв, распределим на ТЭЦ.

$$P_{нагр.}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,02 = 3529 \cdot 0,02 = 71 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

$$P_{авар.}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,08 = 3529 \cdot 0,08 = 282 \text{ МВт}. \quad (2.18)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{нагр}^{проект.ГЭС} = 12 \text{ МВт}.$$

$$P_{нагр}^{сущ.ГЭС} = 5 \text{ МВт}.$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, так как вода, как энергоноситель, для покрытия этого резерва не нужна, поэтому при расчёте установленной мощности проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}, \quad (2.19)$$

где $N_{раб}^{сущ.ГЭС}$ – рабочая мощность существующей ГЭС.

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{161}{6} = 27 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}, \quad (2.20)$$

где $N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}$ – рабочая мощность существующих ТЭС.

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{3520}{6} = 520 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц}, \quad (2.21)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{проект.ГЭС}}$ – рабочая мощность проектируемой ГЭС.

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{248}{6} = 41 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Ремонтный резерв ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки в 9-ом месяце. Ремонтный резерв ТЭС – в месяцы провала нагрузки, в данном случае май – август.

После расчёта резервов необходимо определить установленную мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 248 + 12 = 260 \text{ МВт}.$$

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Данные для построения представлены в таблице Б.6. Баланс мощностей приведен на рисунке Б.14.

2.6 Водно–энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно–энергетический расчет, приведенный в таблице Б.7, режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС.

Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии

при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньше полученных при работе ГЭС в расчётных маловодных условиях.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}} = \sum \mathcal{E} = 989 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

График сработки-наполнения приведен на рисунке 2.4.

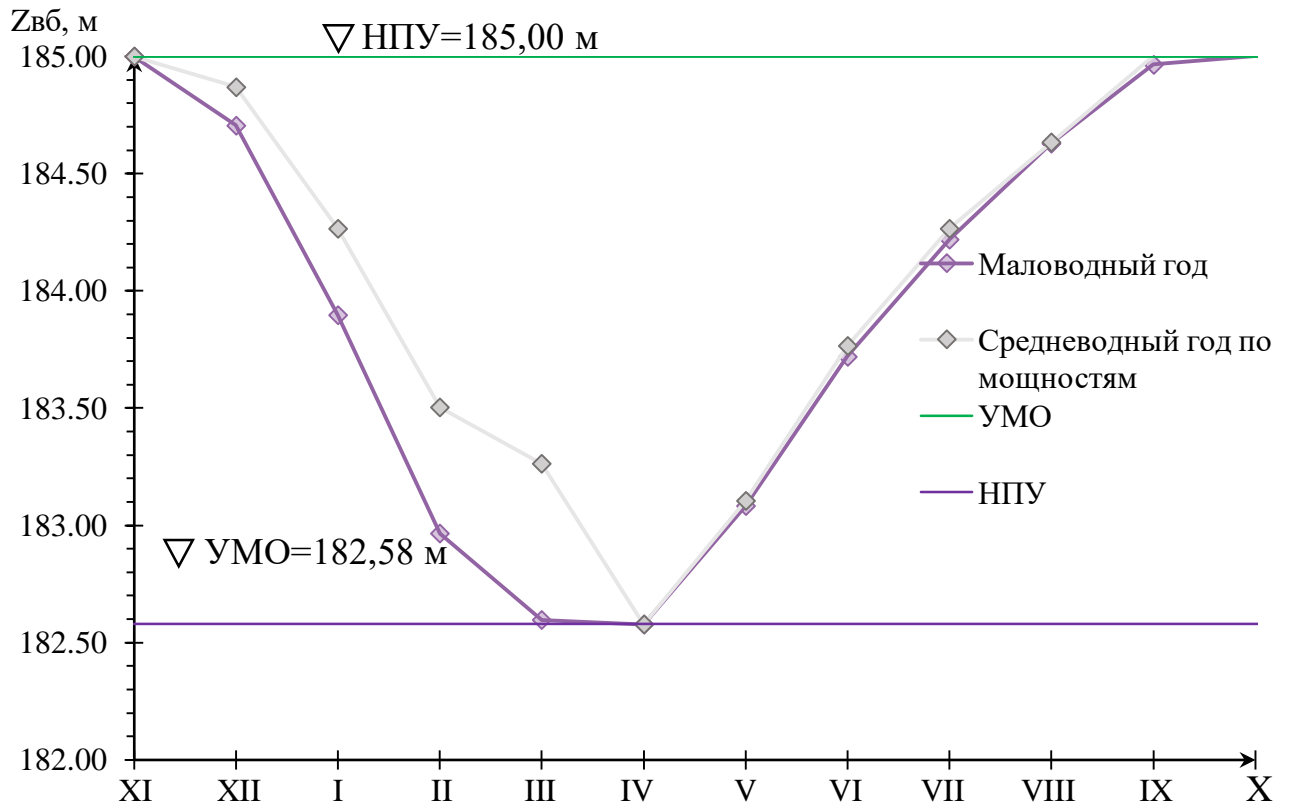


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

2.7 Расчёт режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик ГЭС. Режимное поле – это область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. На режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры.

Для построения необходима таблица Б.8.

Из построенного режимного поля, приведенного на рисунке 2.5 определяем:

- максимальный напор $H_{\text{max}} = 47,55 \text{ м.}$
- расчётный напор $H_p = 43,24 \text{ м.}$ и $Q_{\text{max}} = 707 \text{ м}^3/\text{с.}$
- минимальный напор $H_{\text{min}} = 42,8 \text{ м.}$

По известным изменениям диапазона напора подбираются все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора было бы не

меньше полученного максимального напора и соотношение (2.22) не превышало бы аналогичного фактического отношения.

$$H_{\text{макс}} = 50 \text{ м};$$

$$\frac{H_{\text{мин}}}{H_{\text{макс}}} = \frac{42,8}{47,55} = 0,9 \quad (2.22)$$

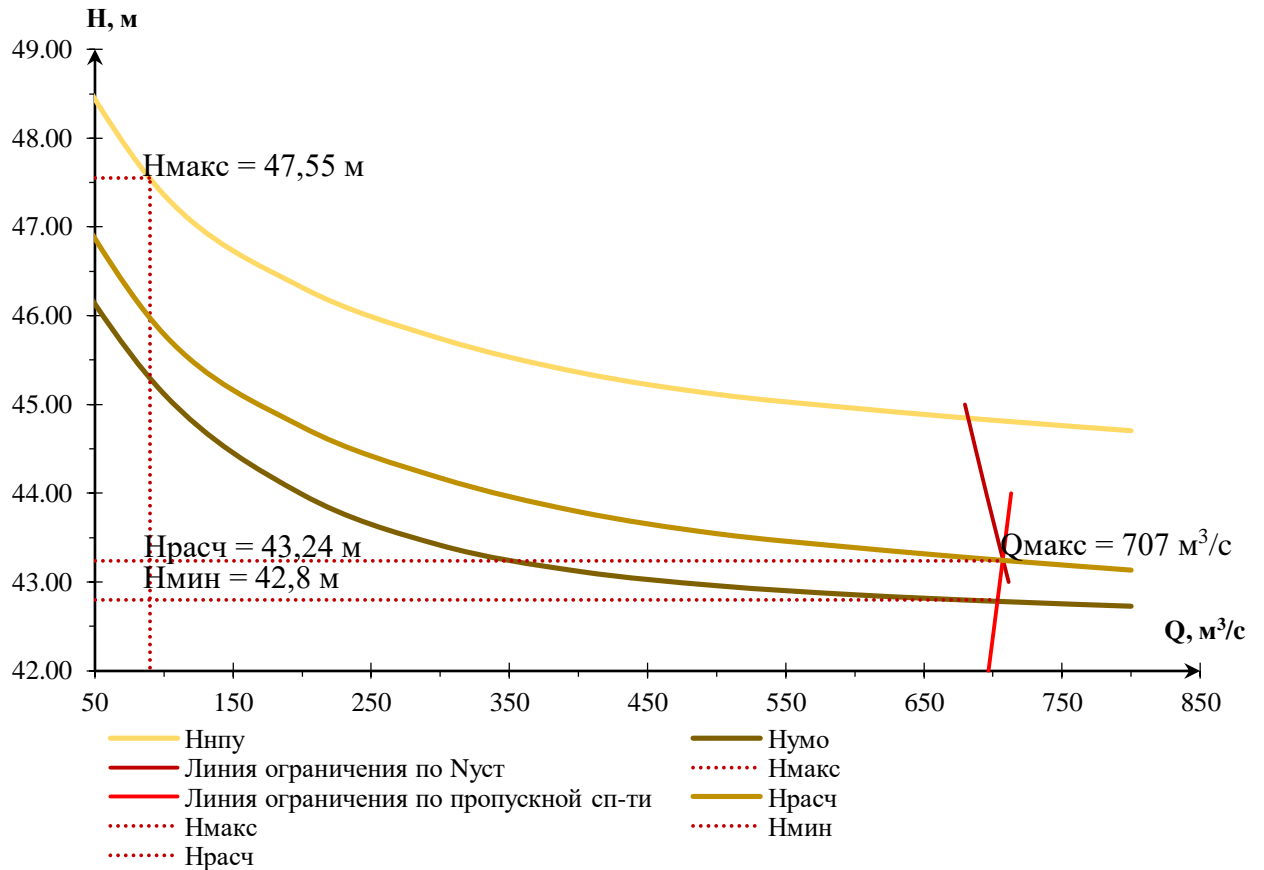


Рисунок 2.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) 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 и количестве установленных агрегатов.

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{\text{max}} = 47,55$ м было близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{\text{max}} \leq H_{\text{пред}}$.

Подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

| Турбина | | ПЛ50-В | ПЛД50-В60° |
|--|------------------------------------|--------|------------|
| Максимальный напор гидротурбин | $H_{\text{пред}}, \text{ м}$ | 50 | 50 |
| Диапазон регулирования | $H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$ | 0,856 | 0,856 |
| Оптимальная приведенная частота вращения | $n'_{1 \text{ opt}}, \text{ об/м}$ | 116 | 113 |
| Оптимальный приведенный расход | $Q_{1 \text{ opt}}, \text{ л/с}$ | 1680 | 1680 |
| Оптимальный КПД модели | $\eta_{\text{м opt}}$ | 86,5 | 86,2 |
| Приведенный максимальный | $Q'_{1 \text{ max}}, \text{ л/с}$ | 1680 | 1680 |
| Приведенный диаметр | $D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$ | 0,46 | 0,35 |
| Напор модельной турбины | $H_{\text{мод}}, \text{ м}$ | 4 | 5 |
| Температура | $t_{\text{мод}}, \text{ °С}$ | 4 | 16 |

3.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , представленных в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес

| | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 1000 | 1250 | 1400 | 1600 | 1800 | 1900 | 2000 | 2120 |
| 2360 | 2500 | 2650 | 2800 | 3000 | 3150 | 3350 | 3550 |
| 4000 | 4250 | 4500 | 4750 | 5000 | 5300 | 5600 | 6000 |
| 6700 | 7100 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 |

Производились расчёты следующих параметров гидротурбины ПЛД50-В-500 :

– КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ: $\varepsilon = 0,75$;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

ν_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимаем $\nu_H = 1,088 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. Выбирается по таблице 3.3 методом линейной интерполяции, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$). В данном случае принимаем $\nu_H = 1,114 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$.

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,862) \left((1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,3}{5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{5}{43,24}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,088 \cdot 10^6}{1,114 \cdot 10^6}} \right) = 0,880, \end{aligned}$$

Таблица 3.3 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

| $t, ^\circ\text{C}$ | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$ | 1,79 | 1,51 | 1,30 | 1,14 | 1,01 | 0,90 | 0,81 | 0,74 |

– Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\Gamma}, \quad (3.2)$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход в расчётной точке;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора. Принимают $\eta_G = 0,975$.

$$N_{арп} = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p^3} \cdot \eta_T \cdot \eta_G =$$

$$= 9,81 \cdot 1,68 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{43,24^3} \cdot 0,88 \cdot 0,975 = 100543 \text{ кВт.}$$

– Количество агрегатов:

$$Z_{арп} = \frac{N_{уст}}{N_{арп}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;
 $N_{арп}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке.

$$Z_{арп} = \frac{260000}{100543} = 2,59 \text{ шт} \Rightarrow Z'_{арп} = 4 \text{ шт.}$$

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{арп}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{арп}$). С помощью формулы 3.3.1:

$$N'_{арп} = \frac{N_{уст}}{Z'_{арп}}. \quad (3.3.1)$$

$$N'_{арп} = \frac{N_{уст}}{Z'_{арп}} = \frac{260000}{4} = 65000 \text{ кВт.}$$

– Поправка КПД:

$$m = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной турбины;
 η_M – КПД модельной турбины.

$$m = \frac{0,880}{0,862} = 1,021.$$

– Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

m – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

$$n' = \frac{113 \cdot \sqrt{1,021 \cdot 43,24}}{5} = 149,94 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 150 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее значение синхронной частоты по стандартному ряду.

– Приведенные частоты вращения:

$$n'_{1\text{max}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{min}}}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{1\text{max}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,021 \cdot 42,8}} = 113,6 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,021 \cdot 43,24}} = 113 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{max}}}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,021 \cdot 47,55}} = 107,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

– Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.9)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_T – КПД генератора.

$$Q'_{(Hp)} \cdot \eta_T = \frac{65000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 43,24^{1,5} \cdot 0,975} = 1,03.$$

– Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{max} \cdot \eta_T = \frac{N'_{agr}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_r}, \quad (3.10)$$

где N'_{agr} – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

η_r – КПД генератора.

$$Q'_{(Hmax)} \cdot \eta_T = \frac{65000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 47,55^{1,5} \cdot 0,975} = 0,89.$$

Левая часть уравнений 3.9 и 3.10, определена подбором положения точек на линиях $n'_{I\text{ расч}}$ и $n'_{I\text{ min}}$ соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу, которые необходимо пересчитать в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формулам (3.11 – 3.12).

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot m}}, \quad (3.11)$$

$$Q'_I = \frac{90}{5^2 \cdot \sqrt{42,8 \cdot 1,021}} = 545.$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot m}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I = \frac{25}{5^2 \cdot \sqrt{47,55 \cdot 1,021}} = 517.$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

С помощью полученных значений, рассчитанным по формуле (3.10), из ГУХа находим значения $Q_{расч}$ и η . Далее, находим $\eta_{н.р.т}$ по формуле (3.13).

$$\eta_{н.р.т} = m \cdot Q_{расч}. \quad (3.13)$$

$$\eta_{н.р.т} = 1,021 \cdot 0,9087 = 0,9251 \text{ о.е.}$$

Рассчитанные по формулам (3.1 – 3.12) параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛД50-В60°, ПЛ50-В представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

| Параметр | ПЛД50-В60° | | | ПЛ50-В | | |
|-------------------------|------------|--------|---------|---------|--------|-----------|
| | | | | | | |
| D_1 , м | 4,25 | 5 | 5,6 | 4,25 | 4,75 | 5 |
| η_T , о.е | 0,880 | 0,880 | 0,881 | 0,883 | 0,883 | 0,883 |
| $N_{арг}$, кВт | 72598,2 | 100543 | 126174 | 72861,6 | 91050 | 100904,48 |
| $Z'_{арг}$, ШТ | 3,58 | 2,59 | 2,06 | 3,57 | 2,86 | 2,58 |
| $Z_{арг}$, ШТ | 4 | 4 | 3 | 4 | 4 | 4 |
| $N'_{арг}$, кВт | 65000 | 65000 | 86666,7 | 65000 | 65000 | 65000 |
| m | 1,017 | 1,018 | 1,018 | 1,021 | 1,021 | 1,021 |
| n' , об/мин | 176 | 149,94 | 134 | 181 | 162 | 154 |
| $n'_{синх}$, об/мин | 187,5 | 150 | 136,4 | 187,5 | 166,7 | 157,8 |
| $n'_{расч}$, об/мин | 120,2 | 114,2 | 115,1 | 119,9 | 119,2 | 118,7 |
| n'_{max} , об/мин | 120,8 | 114,8 | 115,7 | 120,5 | 119,8 | 119,4 |
| n'_{min} , об/мин | 114,6 | 107,8 | 109,8 | 114,4 | 113,6 | 113,2 |
| $Q'_p \cdot \eta_T$ | 1,43 | 1,03 | 1,1 | 1,42 | 1,13 | 1,02 |
| $Q'_{max} \cdot \eta_T$ | 1,24 | 0,89 | 0,95 | 1,23 | 0,98 | 0,89 |
| $Q'_{огр}(H_{min})$ | 0,755 | 0,545 | 0,435 | 0,754 | 0,603 | 0,545 |
| $Q'_{огр}(H_{max})$ | 0,717 | 0,517 | 0,412 | 0,717 | 0,572 | 0,517 |
| $\eta_{н.р.т}$ | 0,9082 | 0,9251 | 0,9193 | 0,8925 | 0,9312 | 0,9322 |

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов.

Из дальнейшего рассмотрения исключены ГТ: ПЛД50 – В с $D_1 = 4,52$ м, т.к. в зону работы турбины не входит точка оптимум, ПЛ50–В с $D_1 = 4,25$ м, так как самый низкий КПД из рассмотренных турбин.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХах, приведенных на рисунках В.1 и В.2.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле (3.14).

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S, \quad (3.14)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_S определено 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 минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности;
- работа минимального числа при расчетном напоре $H_{расч}$ и номинальной мощности;
- работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.15)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

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

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины ПЛД50-В60°-500:

$$\Delta Z_{х.пл} = \frac{b_0}{2} = \frac{0,375D_1}{2} = \frac{0,375 \cdot 5}{2} = 0,94 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H}, \quad (3.17)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор.

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{135,06}{900} - 0,27 \cdot 47,55 - 1,5 + 0,94 = -0,55 \text{ м,}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{135,06}{900} - 0,285 \cdot 43,24 - 1,5 + 0,94 = -0,04 \text{ м,}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{135,06}{900} - 0,28 \cdot 42,8 - 1,5 + 0,94 = 0,3 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы. Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа, представленной на рисунки 1.1.

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.18 – 3.20). Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}), \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.19)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.20)$$

Для турбины ПЛД50-В60°-500:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 138,25 + (-0,55) = 137,58 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 138,27 + (-0,04) = 138,23 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 138,13 + 0,03 = 138,16 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 137,58 \text{ м}$.

Рассчитанные отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

| Параметр | ПЛД50-В60° | | ПЛ50-В | |
|--------------------------|------------|--------|--------|--------|
| | 5 | 5,6 | 4,75 | 5 |
| $\nabla Z_{PK}(H_{max})$ | 134,58 | 136,97 | 124,54 | 126,31 |
| $\nabla Z_{PK}(H_p)$ | 135,55 | 134,75 | 116,16 | 118,17 |
| $\nabla Z_{PK}(H_{min})$ | 135,23 | 134,21 | 112,11 | 113,62 |

После проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен оптимальный вариант – турбина ПЛД50-В60°-500.

В сравнении с рассмотренными турбинами, у выбранной турбины имеются меньшие коэффициенты кавитации. Выбор является оптимальным, так как

отметка установки рабочего колеса не требует трудоемких строительных работ, а следовательно, имеется дополнительный экономический эффект.

3.4 Гидромеханический расчет и построение плана металлической спиральной камеры

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

По чертежу проточной части, представленному на рисунке В.3, модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Основные размеры статора для $D_1 = 5,0$ м, определенные по ГУХу, представленной на рисунке В.3, приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Основные размеры статора

| | |
|-----------|------|
| D_a , м | 7,65 |
| D_b , м | 6,6 |
| D_4 , м | 8,05 |
| h_1 , м | 0,41 |

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 \quad (3.21)$$

$$b_0 = 0,375 \cdot 5,0 = 1,88 \text{ м.}$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,88 + 0,02 = 1,9 \text{ м.} \quad (3.22)$$

$$b_1 = 1,88 + 0,02 = 1,9 \text{ м.}$$

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры. Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,88 + 2 \cdot 0,41 = 2,72 \text{ м.} \quad (3.23)$$

$$H_1 = 1,88 + 2 \cdot 0,41 = 2,72 \text{ м.}$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику $v_{\text{вх}} = f(H_p)$ представлена на рисунке 3.1, откуда $v_{\text{вх}} = 5,45 \text{ м/с}$.

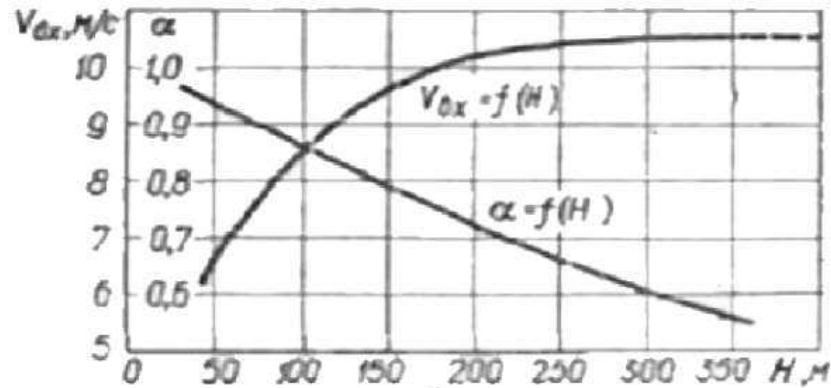


Рисунок 3.1 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{\text{арп.}}}{9,81 \cdot \eta_T \cdot H_{\text{расч}}} \quad (3.24)$$

$$Q_p = \frac{65000}{9,81 \cdot 0,948 \cdot 43,24} = 185,76 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} \quad (3.25)$$

$$Q_{\text{вх}} = 185,76 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 178 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{178}{5,45} = 32,66 \text{ м}^2. \quad (3.26)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{32,66}{3,14}} = 3,23 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.28)$$

$$a_{\text{ВХ}} = 4,025 + \sqrt{3,23^2 - \left(\frac{2,72}{2}\right)^2} = 6,95 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения рассчитывается по ГУХу:

$$R_{\text{ВХ}} = \frac{1,43D_1}{2} + 1,63D_1. \quad (3.29)$$

$$R_{\text{ВХ}} = \frac{1,43 \cdot 5}{2} + 1,63 \cdot 5 = 11,745 \text{ м.}$$

Наружный радиус расчетного сечения рассчитывается:

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + p_{\text{ВХ}}. \quad (3.30)$$

$$R_{\text{ВХ}} = 6,95 + 3,23 = 10,18 \text{ м.}$$

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

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{ВХ}} - \sqrt{a_{\text{ВХ}}^2 - p_{\text{ВХ}}^2}. \quad (3.31)$$

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = 6,95 - \sqrt{6,95^2 - 3,23^2} = 0,796.$$

Результаты расчетов для построения металлической спиральной камеры приведены в таблице В.1.

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi_0 = 0^\circ; R_0 = \frac{D_b}{2} = \frac{6,6}{2} = 3,3 \text{ м}$).

С шагом в 15° сняты значения R_b в зависимости от угла φ . Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k}, \quad (3.32)$$

где $a_k = 35^\circ$.

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \quad (3.33)$$

Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel показан на рисунке 3.2.

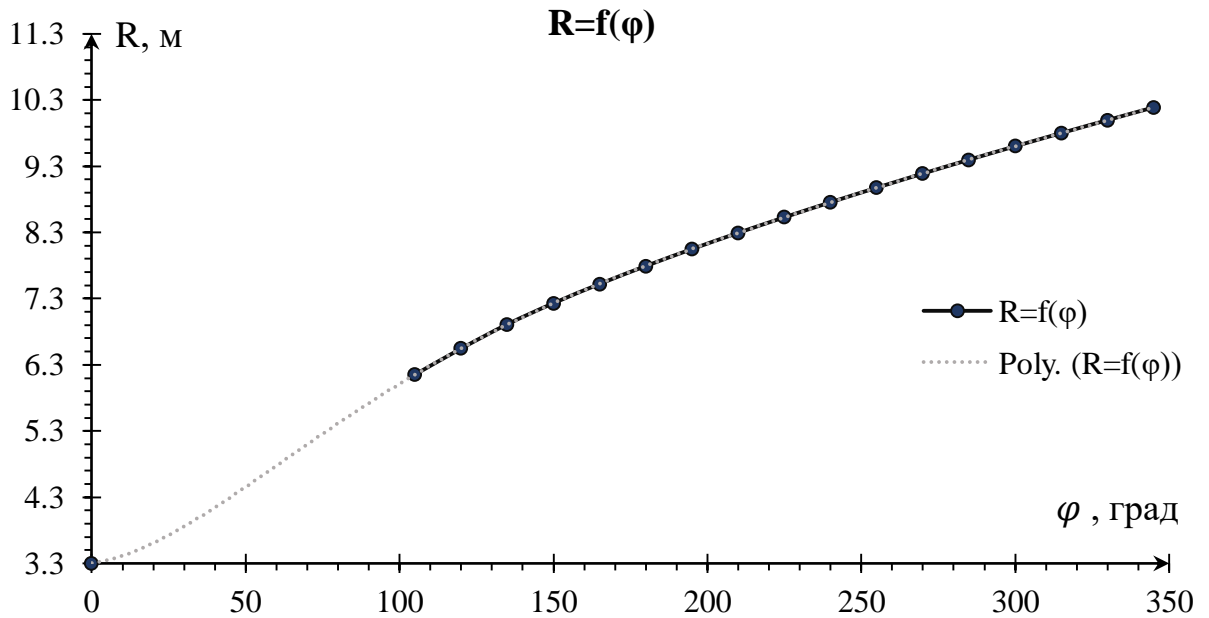


Рисунок 3.2 - Измерение наружного радиуса спиральной камеры $R = f(\varphi)$

Данные расчётов круглых и эллиптических сечений представлены в таблице В.2.

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} \quad (3.34)$$

$$k = \frac{185,76}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,86} = 35,6.$$

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

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \quad (3.35)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{185,76 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,9)}{35,6} = 0,437.$$

После данного расчёта построен теоретический эскиз спиральной камеры круглого сечения показаны на рисунке В.4. При построении были использованы данные таблицы В.2.

3.5 Выбор типа серийного генератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$. Исходя из условий был выбран генератор СВ-810/160-40, технические характеристики которого приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Данные гидрогенератора

| Тип | СВ-810/160-40 |
|------------------------------|---------------|
| $P_{\text{НОМ}}$, МВт | 70,4 |
| $\cos \varphi$ | 0,9 |
| $U_{\text{НОМ}}$, кВ | 13,8 |
| $n_{\text{НОМ}}$, об/мин | 150,0 |
| КПД, % | 98 |
| Масса общая, т | 450 |
| Наружный диаметр статора, мм | 810 |
| Исполнение | зонтичное |

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчёт вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

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

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$ Мпа. Принято $\tau_{\text{доп}} = 32,5$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, рассчитанный по формуле (3.37).

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 6500}{150} = 4,2 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (3.37)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{4,2}{32,5} \right)^{0,33}, \quad (3.38)$$

$$D_B^* \geq 0,871 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 900$ мм.

3.6.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В КП применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{grp}}}{n_c \cdot D_1} \right) \quad (3.39)$$

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{65000}{150 \cdot 5} = 69,3 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,920 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа,} \quad (3.40)$$

где $h_{\text{п}}$ – высота подшипника (принято 400 мм, при $D_B = 850 \div 1100$ мм).

$$p_{\text{уд}} = \frac{69,3}{0,920 \cdot 0,4} = 188,3 \text{ кПа,}$$

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа,} \quad (3.41)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \text{ м/сек.} \quad (3.42)$$

$$U = 3,14 \cdot 150 \cdot \frac{0,920}{30} = 14,4 \text{ м/сек,}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 14,4 = 417,6 \text{ кПа.}$$

Необходимо проверить условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$.

188,3 ≤ 417,6 - соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника $h_n = 400$ мм и число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} \text{ кН}, \quad (3.43)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, вычисляется по формуле 3.44.

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}. \quad (3.44)$$

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

$$R_1 = \frac{69,3}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 28,7 \text{ кН},$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}] \text{ кПа}, \quad (3.45)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, вычисляется по формуле 3.46.

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} \text{ м}. \quad (3.46)$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,92}{8} = 0,3 \text{ м},$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{28,7}{0,3 \cdot 0,4} = 239,2 \text{ кПа},$$

Допускаемое удельное давление:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U \text{ кПа}. \quad (3.47)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 14,4 = 720 \text{ кПа}.$$

Условие $p_{\text{уд}} (239,2) \leq [p_{\text{уд}}] (720)$ соблюдено.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надежный.

3.7 Выбор типа маслонапорной установки, электрогидравлического регулятора

Крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин и состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

По номограмме подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{max} = 47,55$ м и $D_1 = 5,0$ м: МНУ 8/1-40-8-2, данные которого приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Технические данные МНУ 8/1-40-8-2

| | |
|--|----|
| Объем аккумулятора, м³ | 8 |
| Количество сосудов, шт | 1 |
| Сосуд, рассчитанный на давление, кгс/см² | 40 |
| Вместительность сливного бака, м³ | 8 |
| количество насосов, шт | 2 |

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные

Исходные данные числа, мощности генераторов, системы и линии представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

| Генераторы | | | Система | | |
|----------------------------|----------------------|------------------------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|
| Число и мощность, шт × кВт | $U_{\text{ном}},$ кВ | $\cos \varphi_{\text{ном}}$, о.е. | $U_{\text{ном}},$ кВ | $S_{\text{к.з.}}$ МВ·А | Протяжённость линий, км |
| 4 × 65000 | 13,8 | 0,9 | 220 | 100 | 110 |

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

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений – важнейший этап проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

На карте энергосистемы Республики Башкортостан ближайшей подстанцией оказалась ПС «Амет» 220/110/35 кВ на расстоянии 110 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта: схема с четырьмя одиночными блоками и двумя объединенными блокам.

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

4.3. Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронного генератора

Номинальная активная мощность гидрогенераторов (65 МВт) и их число входят в исходные данные курсового проекта, следовательно, выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа.

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор

СВ 808/130-40. Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ 810/160-40

| Наименование величины | Обозначение | Единицы измерения | Значение |
|--------------------------------|---------------|-------------------|----------|
| Номинальная полная мощность | $S_{ном}$ | МВ·А | 72 |
| Номинальная активная мощность | $P_{ном}$ | МВт | 65 |
| Коэффициент мощности | $\cos\varphi$ | о.е. | 0,9 |
| Коэффициент полезного действия | η | % | 92,5 |
| Номинальное напряжение | $U_{ном}$ | кВ | 13,8 |
| Индуктивные сопротивления | x''_d | о.е. | 0,22 |
| | x'_d | о.е. | 0,35 |
| | x_d | о.е. | 0,93 |

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Проектируемая станция находится в районе Республики Башкортостан, поэтому применяется ОРУ 220 кВ.

В соответствии с ГОСТ ФСК ЕЭС принимается схема с одиночными блоками, приведенная на рисунке 4.1.

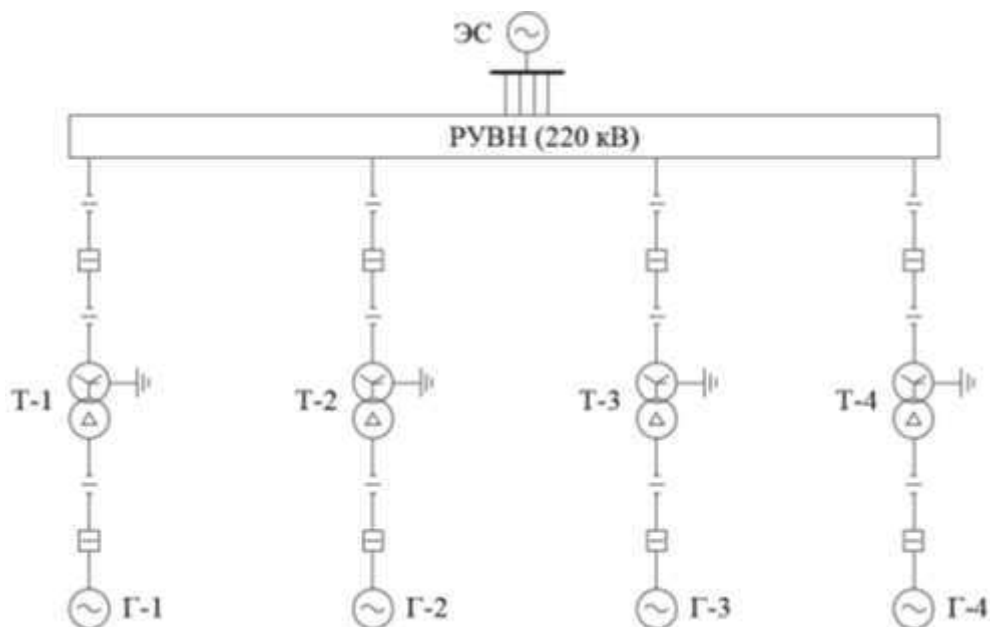


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

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

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

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} \quad (4.1)$$

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

$$S_{\text{расч.т.}} = \frac{65 - (0,01 \cdot 260)}{0,9} = 69,33 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу ООО «Тольятинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 80000/220-УХЛ1

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U_{\text{н}}, \text{кВ}$ | | $U_{\text{к}}, \%$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$ | $I_{\text{х}}, \%$ |
|------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------|
| | $U_{\text{вн}}$ | $U_{\text{нн}}$ | | | | |
| 80 | 242 | 13,8 | 11 | 265 | 70 | 0,2 |

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

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

Время работы блока в течение года, исходя из времени плановых простоев и среднего времени аварийно-восстановительных ремонтов трансформаторов, считается по формуле (4.3):

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

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

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8729 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч.т.}}}{S_{\text{т.ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{69,33}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 478,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока считается по формуле (4.6):

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где β_1 – тарифная ставка в режиме холостого хода;

β_2 – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.

$$И = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 611 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 478,7 = 9,41 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(3)} = И \cdot 4 = 9,41 \cdot 4 = 37,6 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.8)$$

4.3.3 Выбор повышающего трансформаторов для схемы с объединённым блоком

Проектируемая станция находится в районе Республики Башкортостан, ближайшая к проектируемому гидроузлу подстанция «Амет» имеет напряжение 220 кВ, поэтому применяется ОРУ 220 кВ.

В соответствии с принимается схема с объединённым блоком, показанным на рисунке 4.2.

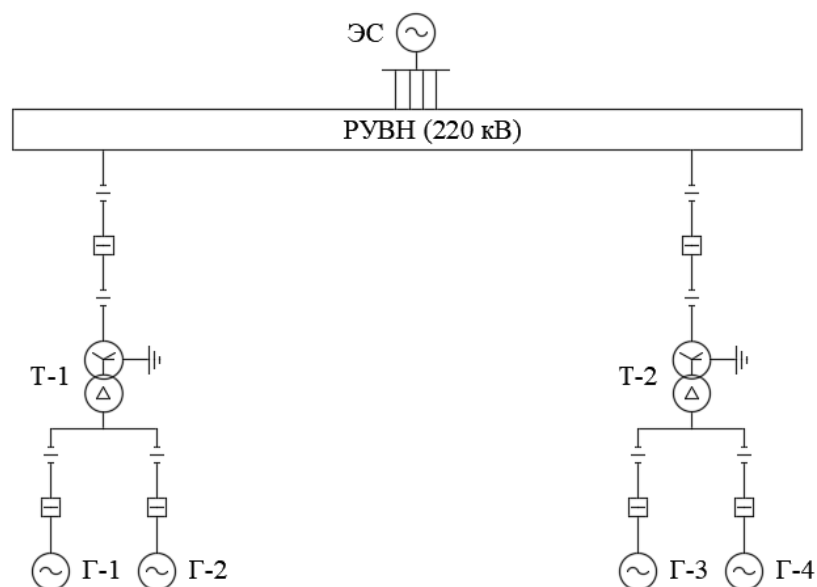


Рисунок 4.2 – Схема с объединённым блоком

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

$$S_{\text{расч.т.}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}} - P_{\text{с.н.ГЭС}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{65 - (0,01 \cdot 260)}{0,9} = 138,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.9)$$

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

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U_{\text{н}}, \text{кВ}$ | | $U_{\text{к}}, \%$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$ | $I_{\text{х}}, \%$ |
|------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------|
| | $U_{\text{вн}}$ | $U_{\text{нн}}$ | | | | |
| 160 | 242 | 13,8 | 11 | 380 | 120 | 0,2 |

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.10)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч} \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,120 \cdot 8729 = 1047,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{138,67}{160}\right)^2 \cdot 2405 = 2745,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для укрупнённого блока:

$$\begin{aligned} I^y &= \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1047,4 + 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2745,8 = \\ &= 39,2 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (4.14)$$

Величина издержек для схемы с объединённым блоком:

$$I_{(2)} = I^y \cdot 2 = 39,3 \cdot 2 = 78,6 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}. \quad (4.15)$$

4.3.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд.

Исходя из рекомендаций действующей нормативной документации, мощности трансформатора должно хватать на обеспечение электропотребление всей станции при отказе других ГТСН для надёжности питания электроэнергией станции.

Из опыта эксплуатации трансформаторов собственных нужд, на проектируемой Новомуллакаевской ГЭС применим трансформаторы с сухой изоляцией, где имеется устройство регулирования под напряжением. Дополнительно ставим два независимых источника питания в виде дизель-генераторной установки и питание от другой подстанции напряжением 35 кВ.

Мощность трансформатора собственных нужд рассчитывается по формуле (4.16).

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}}. \quad (4.16)$$

где $P_{уст.ГЭС}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС.

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{260000}{0,9} = 2889 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-3000/10 производства «Чебоксарского Электрозавода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Паспортные данные трансформатора ТСЗ–3000/10

| $S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$ | $U_{н}, \text{кВ}$ | | $U_{к}, \%$ |
|-------------------------------------|--------------------|----------|-------------|
| | $U_{вн}$ | $U_{нн}$ | |
| 3 | 13,8 | 6,3 | 7,5 |

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст.ГЭС} - P_{с.н.ГЭС}}{\cos\varphi_{ген}} = \frac{260 - 0,01 \cdot 260}{0,9} = 286 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}; \quad k = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,9,$$

где k – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при напряжении 220 кВ;

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

Число отходящих линий 220 кВ рассчитывается по формуле (4.18):

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi_c)} + 1. \quad (4.18)$$

где S_{Σ} - суммарная полная мощность проектируемой ГЭС;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ГЭС.

$$n_{\text{л}} = \frac{286}{(1,2 \cdot 135 / 0,9)} + 1 = 2,43 \approx 3.$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{286}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,227 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ рассчитывается по формуле (4.20):

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.20)$$

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

$\alpha_T = 1,00$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$$I_{\text{расч}} = 1,00 \cdot 1,05 \cdot 0,176 = 0,239 \text{ кА}.$$

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{286}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,342 \text{ кА}. \quad (4.21)$$

По полученным значениям токов выбираем стандартный провод марки АС 240/32.

Длительный допустимый ток:

$$I_{\text{длит. доп.}} = 0,605 \text{ кА}.$$

Проверка:

$$0,605 \text{ кА} > 0,342 \text{ кА};$$

$$0,605 \text{ кА} > 0,239 \text{ кА}.$$

$I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{п.ав.}}$ и $I_{\text{длит.доп.}} > I_{\text{расч.}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

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

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

| Число проводов в фазе, шт | g_0 , Ом/км | x_0 , Ом/км | b_0 , См/км |
|---------------------------|---------------|---------------|-----------------------|
| 1 | 0,422 | 0,444 | $2,547 \cdot 10^{-6}$ |

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Технико-экономический расчёт сочетает в себе капиталовложения на стоимость РУ высокого напряжения, стоимость силовых трансформаторов и на стоимость трансформаторов собственных нужд.

Капитальные вложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = (k + n) \cdot K_{\text{ОРУ}} + i \cdot K_{\text{с.т.}} + m \cdot K_{\text{т.с.н.}} \quad (4.22)$$

где $K_{\text{с.т.}}$ – стоимость силового трансформатора;
 $K_{\text{т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 k – кол-во присоединений;
 n – кол-во служебных присоединений;
 i – кол-во силовых трансформаторов;
 m – кол-во трансформаторов собственных нужд.

$$K = (7 + 2) \cdot 12,8 + 4 \cdot 57,06 + 3 \cdot 2,3 = 350,4 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E_n \cdot K + И, \quad (4.23)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент;
 K – капитальные затраты;
 $И$ – издержки.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 350,4 + 37,6 = 90,19 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения для схемы с объединенным блоком:

$$K = (5 + 2) \cdot 12,8 + 2 \cdot 77,91 + 3 \cdot 2,3 = 252,3 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком:

$$Z_2 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 252,3 + 78,5 = 116,23 \text{ млн. руб.} \quad (4.24)$$

Рассчитаем разницу между вариантами по формуле (4.25):

$$\Delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%, \quad (4.25)$$

где $Z_{1,2}$ – рассчитываются по формуле (4.24).

$$\Delta = \frac{116,2 - 90,2}{116,2} \cdot 100\% = 38,8 \%$$

Схема с укрупненным блоком на 38,8 % дороже, чем схема с одиночным блоком. Также это технологически удобнее и надежнее для данной станции, согласно СТО РусГидро.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 4 одиночных блока;
- 3 ВЛЭП;

Итоговое число присоединений равно 7.

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 – «Схема 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.». При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ и требований к надёжности, манёвренности и экономичности, выбираем вариант с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин, то есть схема №220-13 (две рабочие системы шин).

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

4.7.1 Расчёт исходных данных

Определены индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{72} = 0,58 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{Г}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,526 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{150000} = 0,39 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 110 = 47,85 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{Б1}} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ.} \quad (4.31)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.32)$$

Определены активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,Г}} \cdot \omega} = \frac{0,58}{0,035 \cdot 314} = 0,053 \text{ Ом,} \quad (4.33)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{0,39}{0,035 \cdot 314} = 35,53 \text{ Ом}, \quad (4.34)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 110 = 12,98 \text{ Ом}, \quad (4.35)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{ном}^2} = \frac{0,265 \cdot 242^2}{80^2} = 2,425 \text{ Ом}. \quad (4.36)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 – по ветвям. На рисунке 4.5 - по генераторам. Это все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

| | O | S | s0 | Тип0 | Номер | Название | № АРМ | U_ном | G_ш |
|----|--------------------------|---|----|------|-------|-------------|-------|-------|-----|
| 1 | <input type="checkbox"/> | | | у | 1 | Генератор 1 | | 14 | |
| 2 | <input type="checkbox"/> | | | у | 2 | Генератор 2 | | 14 | |
| 3 | <input type="checkbox"/> | | | у | 3 | Генератор 3 | | 14 | |
| 4 | <input type="checkbox"/> | | | у | 4 | Генератор 4 | | 14 | |
| 5 | <input type="checkbox"/> | | | у | 5 | Блок 1 | | 14 | |
| 6 | <input type="checkbox"/> | | | у | 6 | Блок 2 | | 14 | |
| 7 | <input type="checkbox"/> | | | у | 7 | Блок 3 | | 14 | |
| 8 | <input type="checkbox"/> | | | у | 8 | Блок 4 | | 14 | |
| 9 | <input type="checkbox"/> | | | у | 9 | ОРУ | | 220 | |
| 10 | <input type="checkbox"/> | | | у | 10 | Система | | 220 | |

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

| | O | S | Тип | s0 | tip0 | N_нач | N_кон | N_п | Название | R | X |
|----|--------------------------|---|------|----|------|-------|-------|-----|----------------------|------|-------|
| 1 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | | Выкл | 1 | 5 | | Генератор 1 - Блок 1 | | |
| 2 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | | Выкл | 2 | 6 | | Генератор 2 - Блок 2 | | |
| 3 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | | Выкл | 3 | 7 | | Генератор 3 - Блок 3 | | |
| 4 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | | Выкл | 4 | 8 | | Генератор 4 - Блок 4 | | |
| 5 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | | Тр-р | 5 | 9 | | Блок 1 - ОРУ | 2,88 | 80,53 |
| 6 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | | Тр-р | 6 | 9 | | Блок 2 - ОРУ | 2,88 | 80,53 |
| 7 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | | Тр-р | 7 | 9 | | Блок 3 - ОРУ | 2,88 | 80,53 |
| 8 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | | Тр-р | 8 | 9 | | Блок 4 - ОРУ | 2,88 | 80,53 |
| 9 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | | Выкл | 9 | 10 | | ОРУ - Система | 5,90 | 21,75 |
| 10 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | | Выкл | 9 | 10 | | ОРУ - Система | 5,90 | 21,75 |
| 11 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | | Выкл | 9 | 10 | | ОРУ - Система | 5,90 | 21,75 |

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

| | S | s0 | N | Название | N узла | r | x | r2 | X2 | r0 | X0 | E |
|---|---|----|---|----------|--------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|---------|
| 1 | | | 1 | Г1 | 1 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 15,594 |
| 2 | | | 2 | Г2 | 2 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 15,594 |
| 3 | | | 3 | Г3 | 3 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 15,594 |
| 4 | | | 4 | Г4 | 4 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 0,053 | 0,580 | 15,594 |
| 5 | | | 7 | ОРУ | 9 | 35,256 | 0,390 | 35,256 | 0,390 | 35,256 | 0,390 | 242,000 |

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6 - 4.8 и сведены в таблицу 4.6.

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 | dI 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|--------|
| 1 | | 1 | 1 | 1ф | 9 | | | | | 4,0898 | -59,64 |

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов однофазного КЗ в П9

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 | dI 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|--------|
| 1 | | 1 | 1 | 3ф | 9 | | | | | 8,2430 | -59,23 |

Рисунок 4.7 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П9

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 | dI 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|---------|--------|
| 1 | | 1 | 1 | 3ф | 1 | | | | | 15,5485 | -84,57 |

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ в П1

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

| № | Тип КЗ | П1 | $I_{п.0}$, кА | i_y , кА |
|---|--------|----|----------------|------------|
| 1 | 1ф | 9 | 12,32 | 28,052 |
| 2 | 3ф | 9 | 8,243 | 18,768 |
| 3 | 3ф | 1 | 15,549 | 43,516 |

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников. Тогда наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{65}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 2,719 \text{ кА} \quad (4.37)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,НОМ}}(-5\%)} = \frac{65}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 0,95} = 0,162,83 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{286}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,227 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{286}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,341 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

4.9 Выбор и проверка электрооборудования

4.9.1 Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 13,8 кВ

Генераторные комплексы обеспечивают высокий уровень безопасности и необходимые требования надёжности.

Электроустановка среднего напряжения, компании ООО «ABB», NVR-63XS до 24 кВ, 63 кА представляет собой трехфазную систему с силовыми выключателями в пофазных корпусах.

При помощи встроенного индикатора износа. Который связанный с дугогасительным контактом, проводится визуальный контроль остаточного ресурса, повышает надежность и безопасность. Это особенно важно на электростанциях с частой коммутацией, как на ГЭС.

Система содержит коммутируемое соединение для пуска турбины от статического преобразователя частоты.

Элегазовое генераторное распределительное устройство типов HECS соответствует требованиям всех подходящих стандартов IEEE (ANSI). Это позволяет комбинированное использование одной распределительной установки для генераторов и собственного энергопотребления, что, в свою очередь, повышает компактность, уменьшает количество разъемов и увеличивает рентабельность.

Исходя из требований к коммутационной способности, компактности и доступности, и повсеместной модернизации ГЭС по всей стране, сделан такой выбор.

Параметры генераторной распределительной установки NXAIR представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки NVR-63XS

| Параметры | Данные по каталогу | Расчётные данные |
|--|---------------------------------------|------------------|
| Расчётное напряжение | до 24 кВ | 13,8 кВ |
| Сила рабочего тока | До 6300 А | 2719 А |
| Продолжительность расчётного кратковременного тока | до 63 кА/3с | 15,55 кА |
| Расчётный импульсный ток | до 125 кА | 43,516 кА |
| Классификация стойкости к паразитной дуге | дугостойкость IAC A FLR, 50 кА/1 сек. | |
| Класс защиты | IP3XD | |
| Установка | внутри помещений | |
| Способ подключения | кабель, канал для шинпровода | |

4.9.2 Выбор разъединителей на генераторное напряжение 13,8 кВ

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия (4.41-4.43):

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.41)$$

$$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (4.42)$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}. \quad (4.43)$$

Выбран разъединитель типа РВРЗ-20/6300 УЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Параметры и проверка разъединителя РВРЗ-20/6300 УЗ

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|--|--|
| | Разъединитель РВРЗ-20/6300 УЗ |
| $U_{\text{сети}} = 13,8 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{г.раб.мах}} = 2719 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$ |
| $I_{\text{п0}} = 15,55 \text{ кА}$ | $I_{\text{терм.ст}} = 100 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,55^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 19,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

4.9.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения на генераторное напряжение 13,8 кВ

Выбран трансформатор тока ТШВ-15-У3. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Параметры трансформатора тока ТШВ-15-У3 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры и проверка трансформатора тока ТШЛК-10-У3

| Параметры | Расчётные данные | Данные ТТ по каталогу |
|---|--|----------------------------------|
| $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$ |
| $I_{\Gamma.\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\Gamma.\text{раб.мах}} = 2,719 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 6 \text{ кА}$ |

Выбран трансформатор напряжения НОМ-15-УХЛ1. Производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Параметры трансформатора напряжения НОМ-15-У4 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры и проверка трансформатора напряжения НОМ-15-У4

| Параметры | Расчётные данные | Данные ТН по каталогу |
|---------------------------------------|------------------------------|------------------------------------|
| $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\Gamma} = 15 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$ |

4.9.4 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении «У» категории размещения 4.

Анализатор фирмы ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» АПКЭ-1 предназначен для автоматических измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями, что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

| Наименование прибора | Тип прибора | Интерфейс прибора | Класс точности | Потребляемая мощность (В·А) |
|----------------------|-------------|-------------------|----------------|-----------------------------|
| 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 |

4.9.5 Выбор выключателей и разъединителей на напряжение 220 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия (4.44 - 4.46):

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.44)$$

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (4.45)$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}. \quad (4.46)$$

Элегазовый выключатель типа ВГТ-220/40/2500 У1 фирмы «Уралэлектротяжмаш» (Екатеринбург), а также был выбран разъединитель типа РДЗ-220/2000 У1 фирмы «Электроцит ТМ Самара», параметры представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Параметры и проверка выключателя и разъединителя 220 кВ

| Расчётные данные | Каталожные данные | |
|---|---|---|
| | Выключатель ВГТ-220/40/2500 У1 | Разъединитель РДЗ-220/2000 У1 |
| $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{раб.утяж}} = 227 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{п0}} = 12,32 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{терм.ст}} = 40 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,32^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 12,143 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

4.9.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения на напряжение 220 кВ

Выбран трансформатор тока ТФЗМ-220Б-3-У1. Производитель ПО «Запорожтрансформатор». Параметры трансформатора тока представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры и проверка трансформатора тока ТФЗМ-220Б-3-У1

| Параметры | Расчётные данные | Данные ТТ по каталогу |
|---|---------------------------------------|-----------------------------------|
| $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$ | $U_{\Gamma} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ | $I_{\text{раб.утяж}} = 341 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220-У3. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220-У3 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Параметры и проверка трансформатора напряжения ЗНОГ-220-У3

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

5 Устройство релейной защиты и автоматизация энергетических систем

Исходные данные для расчетов в данном разделе в таблицах 5.1- 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

| | | |
|---|---|---------------|
| Тип | | СВ-810-160/40 |
| мощность номинальная | полная, МВА | 72,2 |
| | активная, МВт | 65 |
| номинальное напряжение, кВ | | 13,8 |
| коэффициент мощности (cosφ) | | 0,9 |
| частота сети, Гц | | 50 |
| номинальная частота вращения, об/мин | | 150 |
| ток ротора при номинальной нагрузке, А | | 1200 |
| Напряжение на кольцах генератора, В | | 204 |
| индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.) | синхронное x_d | 0,93 |
| | переходное x'_d | 0,35 |
| | сверхпереходное x''_d | 0,22 |
| емкость обмотки статора, мкФ/фаза | | 0,5 |

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

| | |
|--|---------------------|
| Тип | ТДРН-80000/220-УХЛ4 |
| Номинальная мощность, МВА | 80 |
| Номинальное напряжение, кВ | 242 |
| Напряжение короткого замыкания, % | 11,00 |
| Группа соединений | Y_n/Δ |

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора СН

| | |
|-----------------------------------|---------------|
| Тип | ТСЗ-3000/13,8 |
| Номинальная мощность, МВА | 3 |
| Номинальное напряжение, кВ | 13,8 |

5.1 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Для дальнейшего расчёта необходимо определить номинальные токи со стороны генераторного напряжения и со стороны высшего напряжения блочного трансформатора.

На генераторном напряжении номинальный ток считается по формуле (5.1):

$$I_{\text{нг}}^1 = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного генератора, МВт;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

$$I_{\text{нг}}^1 = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{65 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3021,6 \text{ А.}$$

Выбор системы возбуждения начинается с расчета тока для системы возбуждения по формуле:

$$I_{\text{св}} = 1,1 \cdot I_{\text{рот}} = 1,1 \cdot 1,2 = 1,32 \text{ кА.} \quad (5.2)$$

По каталожным данным выбираем систему возбуждения СТС-2П-210-1600-2,5. Характеристики приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

| | | |
|----------------------------------|------|------|
| Ток (длит/форс), А | 1600 | 2970 |
| Напряжение (длит/форс), В | 210 | 475 |

Выбор выпрямительного трансформатора производится также по каталожным данным. Был выбран трансформатор, характеристики которого приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ

| Мощность, кВА | Увент, В | Упреоб, В | Ипреоб, А |
|----------------------|-----------------|------------------|------------------|
| 1342 | 475 | 600 | 2000 |

Коэффициент перегрузки считается по формуле (5.3):

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{преоб}}}, \quad (5.3)$$

где $I_{\text{ф}}$ – ток форсировки, А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитываемый при переходе от постоянного напряжения к переменному, принимается равным 0,816;

$I_{\text{преоб}}$ – ток выпрямительного трансформатора, А.

$$k_{\text{пер}} = \frac{3360 \cdot 0,816}{2000} = 1,37.$$

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.6, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать 38 мин.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

5.1.1 Защита системы возбуждения

Для расчета уставок защит выпрямительного трансформатора необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания в точке 1 – перед выпрямительным трансформатором и в точке 2 – после выпрямительного трансформатора, что показано на рисунке 5.1.

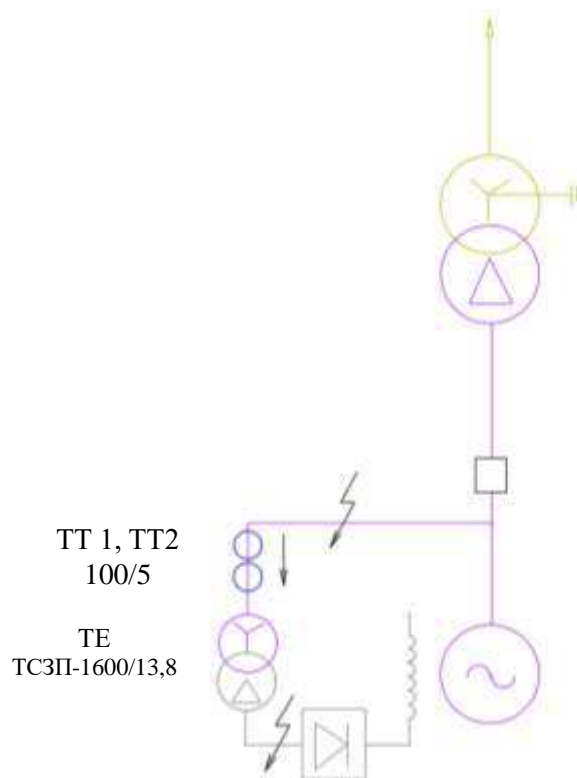


Рисунок 5.1 – Схема системы возбуждения с указанием точек КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле (5.4).

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(3)} = \frac{E''}{X_d''} I_{\text{ном ген}} \quad (5.4)$$

где E'' – сверхпереходное ЭДС генератора в сети, принимается равным 1,08 о.е.;
 X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;
 $I_{\text{ном ген}}$ – номинальный ток генератора, кА.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,22} \cdot 3,02 = 14,83 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле (5.5).

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания в точке 1.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,83 = 12,85 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле (5.6).

$$I_{\text{КЗ } 2}^{(3)} = \frac{I_{\text{НТЕ}}}{U_k} \cdot 100\%, \quad (5.6)$$

где $I_{\text{НТЕ}}$ – номинальный ток выпрямительного трансформатора, считается ниже;
 U_k – напряжение короткого замыкания.

$$I_{\text{НТЕ}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 56,15 \text{ В.} \quad (5.7)$$

$$I_{\text{КЗ } 2}^{(3)} = \frac{56,15}{6} \cdot 100\% = 935,8 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 2:

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 935,8 = 810,4 \text{ А.} \quad (5.8)$$

По полученному номинальному току выпрямительного трансформатора, изучив каталожные данные, был выбран трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}} = \frac{200}{5}$, обозначаемый на рисунке 1 ТТ1 и ТТ2.

5.1.2 Максимальная токовая защита системы возбуждения

Ток срабатывания МТЗ считается по формуле 5.9.

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{ф}} k_{\text{сх}} I_{\text{рот}}}{k_{\text{в}} n_{\text{тТ}} n_{\text{тЕ}}}, \quad (5.9)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,2;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки, принимается 2,5;

$I_{\text{рот}}$ – номинальный ток ротора;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается 0,8;

$n_{\text{тТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{\text{тЕ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, считается:

$$n_{\text{тЕ}} = \frac{U_{\text{ген}}}{U_{\text{нТЕ}}} = \frac{13800}{475} = 29,05, \quad (5.10)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{75}{5} \cdot 29,05} = 8,43 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле (5.11) и должен выполнять условие (5.12).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{ср}} n_{\text{тЕ}}}, \quad (5.11)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}$ – ток двухфазного короткого замыкания в точке 2, так как это минимальный режим работы (холостой ход генератора).

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5 \quad (5.12)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{810,39}{8,43 \cdot 29,05} = 3,31 \geq 1,5 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах считается по формуле (5.13).

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н2}}}, \quad (5.13)$$

где $I_{\text{н2}}$ – ток, рассчитываемый:

$$I_{\text{н2}} = \frac{I_{\text{нТЕ}}}{n_{\text{тТ}}} = \frac{56,15}{\frac{200}{5}} = 1,4 \text{ А} \quad (5.14)$$

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{8,43}{1,4} = 6,02 \text{ о. е.}$$

5.1.3 Токовая отсечка системы возбуждения

Ток срабатывания токовой отсечки считается по формуле (5.15).

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{КЗ 2}}^{(3)}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.15)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,4;
 $I_{\text{КЗ 2}}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ в точке 2;
 $n_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ср}} = \frac{1,4 \cdot 935,8}{\frac{200}{5}} = 32,75 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле (5.16) и должен выполнять условие (5.17).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ 1}}^{(2)}}{I_{\text{ср}} n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.16)$$

$$k_{\text{ч}} \geq 2 \quad (5.17)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{12850}{87,34 \cdot \frac{75}{5}} = 9,81 \geq 2 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{32,75}{1,04} = 31,49 \text{ о. е.}$$

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор. Расчёт уставок

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

На гидрогенераторе устанавливаются защиты от:

- замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- от замыканий на землю обмотки ротора генератора
- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- перегрузки генератора токами обратной последовательности
- симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения

- повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока;
- замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- асинхронного режима с потерей возбуждения;
- от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- от повышения напряжения;
- от длительной форсировки;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- от понижения частоты на холостом ходу генератора.
- На силовом трансформаторе устанавливаются защиты от:
- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- газовая защита;
- многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- понижения уровня масла в баке трансформатора;
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева обмотки;
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- На выпрямительном трансформаторе устанавливаются защиты от:
- максимальная токовая защита мгновенного действия от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора и от КЗ в преобразователе, действующей на отключение;
- газовая защита;
- защита от повышения давления герметичных трансформаторов с действием ее на сигнал;
- Резервные защиты:
- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Противоаварийная автоматика:
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

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

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

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{CP.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима, считается по формуле (5.18).

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.18)$$

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

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3,78 \cdot 2 = 0,38 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию (5.19):

$$I_{\text{CP.0}} \geq I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.19)$$

$$I_{\text{CP.0}} \geq 0,38 \text{ А.}$$

Расчет уставки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с отстройкой защиты от тока трехфазного КЗ на стороне НН выпрямительного трансформатора по формуле (5.20):

$$I_{\text{CP.0}} \geq I''^{(3)}_{(к2)} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.20)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,1$ - коэффициент надёжности.

$$I_{\text{CP.0}} \geq 1,21 \cdot 1,1 = 1,33 \text{ А.}$$

2) Коэффициент торможения K_{T} характеризует степень чувствительности защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании рассчитывается по формуле (5.21):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС СКВ}}, \quad (5.21)$$

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

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

$I_{\text{МАКС СКВ}}$ - ток короткого замыкания в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов, рассчитывается по указаниям завода-изготовителя «ЭКРА» :

$$I_{\text{МАКС СКВ}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{\sqrt{(\cos \varphi 1)^2 + (\sin \varphi 1 + x_d'')^2}}{x_d''} \cdot I_H = \frac{\sqrt{0,9^2 + ((1-0,9) + 0,22)^2}}{0,22} \cdot 3022 = 15297 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 15297 = 1530 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия (5.22):

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.22)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток торможения, рассчитываемый по формуле (5.23).

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ (макс)}} (I_{\text{СКВ (макс)}} - I_{\text{НБ (макс)}}) \cos \alpha}, \quad (5.23)$$

где α – угол между векторами плеч защиты, выбирается в диапазоне $10^\circ - 20^\circ$.

$$I_T = \sqrt{15297 \cdot (15297 - 1530) \cdot \cos 15^\circ} = 14262 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения равен:

$$K_T > \frac{1530 \cdot 2}{14262} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения по формуле (5.24) для увеличения зоны работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.24)$$

$$I_{HT} = \frac{0,3}{0,3} = 1.$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие (5.25):

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}, \quad (5.25)$$

$$B \geq \frac{0,3}{0,3} = 1.$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$, при котором это условие выполняется.

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

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3021 = 18126 \text{ А.}$$

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

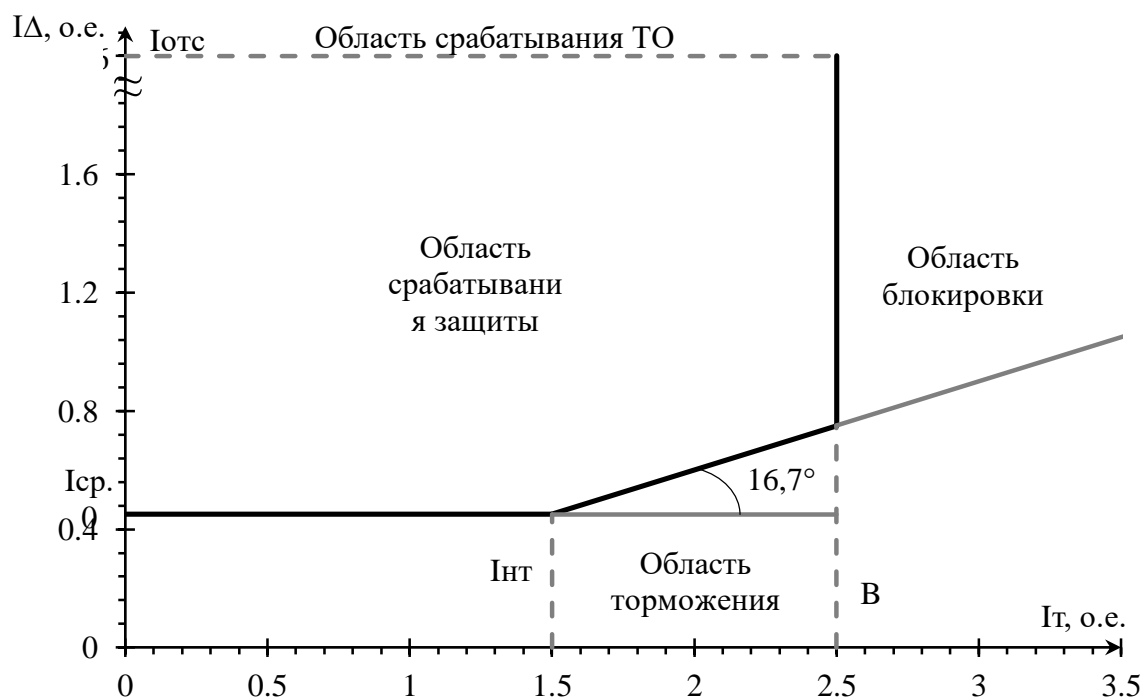


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

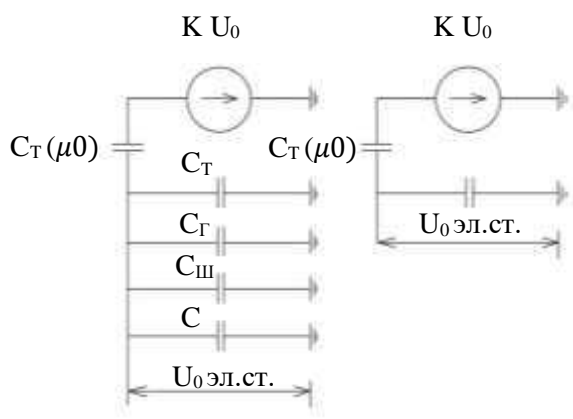
Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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 на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой со схемой соединения «разомкнутый треугольник».

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

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

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



C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю; C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю; $C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле; C – емкость генераторного выключателя

Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0072 + 0,5 + 0,008 + 0,2 = 0,715 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение на выводах считается по формуле (5.26).

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.26)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0)$;

C_{Σ} – суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.27)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения считается по формуле (5.25).

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.28)$$

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

ω – циклическая частота, принимается равной $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,715 \cdot 10^{-6} = 5,37 \text{ А}.$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44600 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,715} = 321,1 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения (5.29):

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}}, \quad (5.29)$$

где $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации, принимается $n_{\text{ТН}} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 239,0$;

$K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{166,8}{239},$$

$$U_{CP} \geq 2,12 \text{ В.}$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 10 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 напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.30)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ рассчитывается по формуле:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.31)$$

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

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

2) Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.32)$$

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

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности, считаемой по формуле (5.33)

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.33)$$

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 (5.34):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.34)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} = 0,07 \cdot 3021 = 211,5 \text{ А} \quad (5.35)$$

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

При условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,61.$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}}$:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12,$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{пуск}} = 0,12 \cdot I_{\text{Н}}; \quad (5.36)$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{макс}} = 1530$ сек, при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена и рассчитана по формуле (5.37):

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2}; \quad (5.37)$$

$$t_{\text{max}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.}$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПЗ ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}$$

$$A_{ИО} = 30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{CP} \quad (5.38)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.7. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

| Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n | 1 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,12 |
|--|----|------|-------|-------|-----|-----|------|
| Длительность (с) | 30 | 83,3 | 120,0 | 187,5 | 333 | 750 | 1530 |

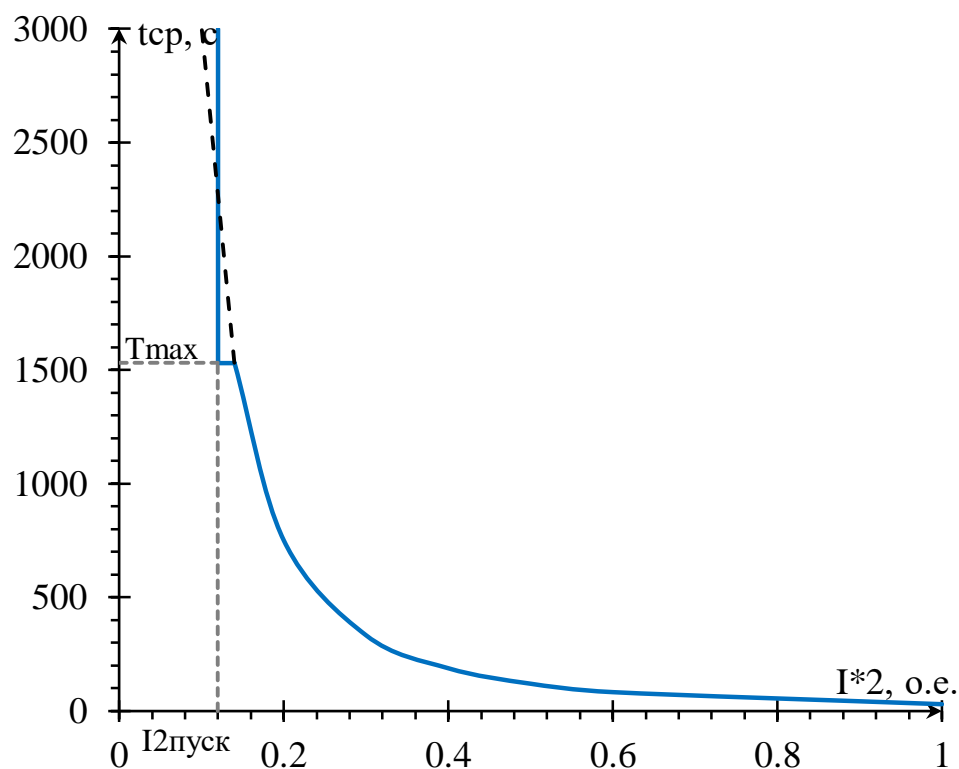


Рисунок 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{МИН} = 30$ с, $t_{МАКС} = 750$ с.

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток

времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{охл}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя.

$$T_{охл} = \frac{A}{I_{*2длит доп}^2}; \quad (5.39)$$

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1530 сек.

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

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 КЗ на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

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

При двухфазном коротком замыкании в конце линии 220 кВ расчет будет произведен в относительных единицах, поэтому приняты базовые величины в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Принятые базовые значения для расчёта

| | |
|----------------------|------|
| $S_6, \text{ МВА}$ | 100 |
| $U_{61}, \text{ кВ}$ | 13,8 |
| $E', \text{ о.е.}$ | 1 |
| $U_{62}, \text{ кВ}$ | 242 |

Ток базовый, приведенный стороне НН, рассчитывается по формуле (5.40):

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{61}}, \quad (5.40)$$

где S_6 – базовая мощность, берется из таблицы 5.8;

U_{61} – базовое напряжение низшей стороны, берется из таблицы 5.8.

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4184 \text{ А} .$$

Аналогично рассчитывается ток, приведенный к стороне ВН.

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 242} = 239 \text{ А} .$$

Сопротивление генератора в относительных единицах рассчитывается по формуле (5.41).

$$X_{G \delta} = x''_d \frac{U_H S_{\delta}}{S_H U_{\delta 1}^2}, \quad (5.41)$$

где x''_d - сверхпереходное сопротивление генератора;

U_H – номинальное напряжение генератора, кВ;

S_H – номинальная полная мощность генератора, МВА.

$$X_{G \delta} = 0,22 \cdot \frac{100}{72 \cdot 13,8} = 0,305 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах рассчитывается по формуле 5.42.

$$X_{T \delta} = \frac{u_{к,0} U_H^2 S_{\delta}}{100 S_H U_{\delta 1}^2}, \quad (5.42)$$

где $u_{к,0}$ – напряжение короткого замыкания, о.е.;

U_H – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

S_H – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{T \delta} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,14 \text{ о. е.}$$

Сопротивление обратной последовательности:

$$X_{2.баз.}^* = X_2 \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,23 \frac{100}{72} = 0,319. \quad (5.43)$$

Суммарное сопротивление будет равно:

$$X_{\Sigma} = X_{G \delta} + X_2 + 2X_{T \delta} = 0,305 + 0,319 + 2 \cdot 0,14 = 0,904 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

Ток обратной последовательности при двухфазном КЗ на шинах ВН в относительных единицах рассчитывается по формуле (5.45).

$$I_{(2)}^{*(2)} = \frac{1}{0,904} = 1,1 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

где E' - базовое ЭДС, принятое по таблице 5.8.

$$I_{КЗ(3)}^* = \frac{1}{0,81} = 1,24 \text{ о. е.}$$

Переведем ток в именованные единицы:

$$I_{2}^{*(2)} = I_{2.КЗ.}^{*(2)} \cdot I_{баз1} = 1,1 * 4184 \text{ А} = 4628 \text{ А.} \quad (5.46)$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока по формуле (5.47).

$$I_{2МИН}^{(2)} = \frac{I_{2}^{*(2)}}{k_{тт}}, \quad (5.47)$$

$$I_{2МИН}^{(2)} = \frac{4628}{К_{тт}} = 5,785 \text{ А.}$$

Тогда уставка срабатывания.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{5,785}{1,2} = 4,82 \text{ А.} \quad (5.48)$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности по условию (5.49):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2; \quad (5.49)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,785}{4,82} = 1,2 - \text{удовлетворяет условию.}$$

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

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I₁)

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 рассчитывается по формуле (5.50).

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.50)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора, А.

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 3022}{0,98} = 3237 \text{ А}.$$

По номинальному току генератора, изучив каталожные данные, был выбран трансформатор тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}} = \frac{4000}{5}$.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

В относительных единицах расчет тока произведем по формуле (5.51).

$$I_{2,\text{СИГН}} = \frac{I_{2,\text{НОМ Г}}}{I_{2,\text{СИГН}}}, \quad (5.51)$$

где $I_{2,\text{НОМ Г}}$ – номинальный ток генератора, приведенный ко вторичной обмотке ТТ:

$$I_{2,\text{НОМ Г}} = \frac{I_{\text{НОМ Г}}}{5} = \frac{3022}{5} = 3,78 \text{ А}; \quad (5.52)$$

$I_{2,\text{СИГН}}$ – уставка сигнального органа, приведенный ко вторичной обмотке ТТ:

$$I_{2,\text{СИГН}} = \frac{I_{\text{СИГН}}}{5} = \frac{3237}{5} = 4,0 \text{ А}. \quad (5.53)$$

$$I_{2,\text{СИГН}} = \frac{4,0}{3,78} = 1,1 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа рассчитывается по формуле (5.54).

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B}, \quad (5.54)$$

где $K_H = 1,08$ – коэффициент надежности.

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 3022}{0,98} = 3329 \text{ А.}$$

В относительных единицах расчет тока произведем:

$$I_{2,\text{ПУСК}} = \frac{4,2}{3,78} = 1,1 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

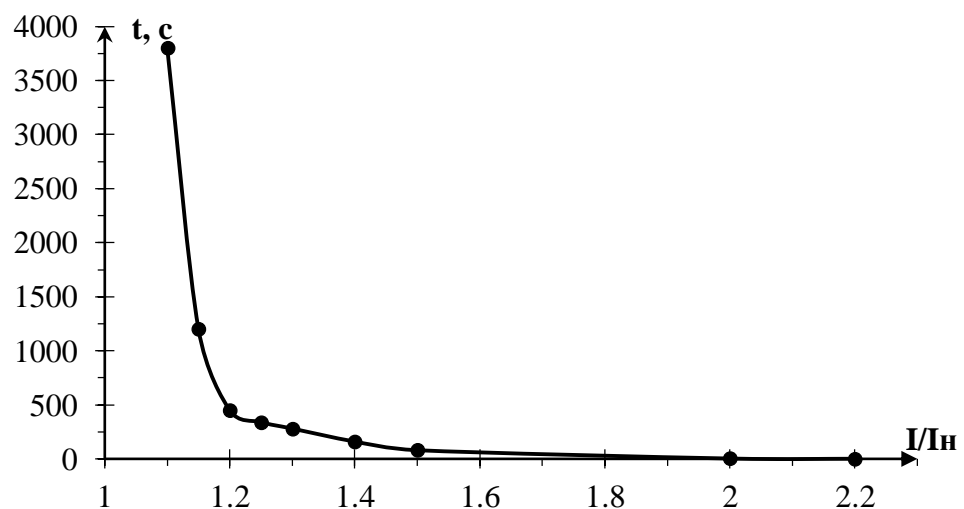


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

4) Орган токовой отсечки не применяется, т.к. статор не успевает нагреваться для её срабатывания и имеется сложность согласования с другими защитами.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_{1Л} \quad (5.55)$$

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

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220кВ: $Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}$.

$Z_{1Л}$ – сопротивление ЛЭП:

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(21,944)^2 + (23,088)^2} = 31,85 \text{ Ом} \quad (5.56)$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200} = 32,21 \text{ Ом} \quad (5.57)$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{2} \cdot 31,85 = 77,16 \text{ Ом} \quad (5.58)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{72}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{72}{242^2} \cdot 31,85 = 0,095 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.59)$$

$$\text{где } Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{ном.г}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{13,8^2}{72} = 2,65 \text{ Ом}; \quad (5.60)$$

$$Z_1 = 0,095 \cdot 2,65 = 0,25 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (5.61)$$

$$Z_{1\text{СЗ}} = 0,25 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 1,43 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{1\text{СЗ}} = 1,43 \text{ Ом.}$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{г}}^{(1)}}, \quad (5.62)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3022} = 2,64 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.63)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 2,64 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 15,09 \text{ Ом.}$$

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

$$I_{\phi}^* = \frac{I_{\phi}}{I_{\text{р.ном}}^{(1)}}, \quad (5.64)$$

$$I_{\phi}^* = \frac{3360}{1200} = 2,8 \text{ о. е.}$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\phi}^*}, \quad (5.65)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot 1}{2,8} = 0,34 \text{ о. е.}$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot Z_{\text{баз.}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (5.66)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = 0,34 \cdot 2,65 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 5,15 \text{ Ом,}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Г}}}{0,95 \cdot I_{\phi}^*}, \quad (5.67)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,8} = 0,34.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70,12^\circ$.

Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 25,84^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.68)$$

$$Z_2^* = \frac{0,45}{1,2} = 0,28 \text{ о. е.}$$

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.69)$$

$$Z_2 = 0,28 \cdot 2,65 = 0,74 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2C3} = Z_2 \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}}, \quad (5.70)$$

$$Z_{2C3} = 0,74 \cdot \frac{4000/5}{13800/100} = 4,23 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{2C3} = 4,23 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,29 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,85 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

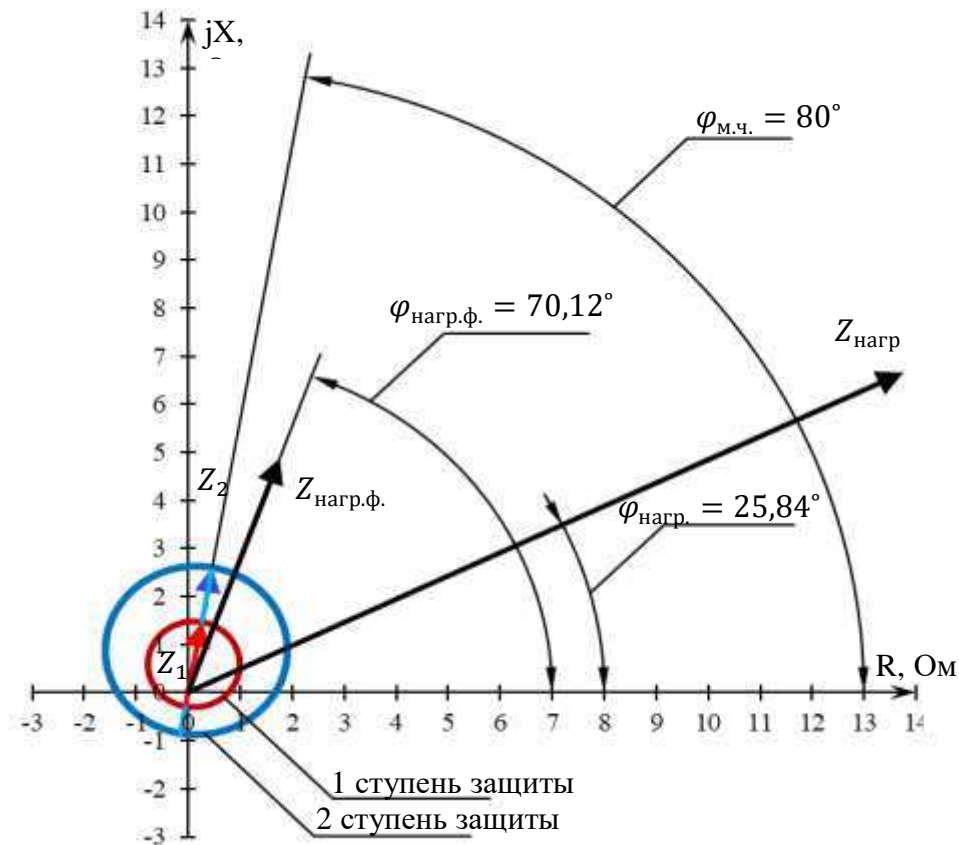


Рисунок 5.6 -Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.71)$$

где $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{НОМ Р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, равный 1200 А;

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 13,8/0,475;

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)} = \frac{1200 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 13,8} = 2,25 \text{ А.}$$

В относительны единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.72)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{2,25}{2,41} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot I_{ВН ТЕР}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{ВН ТЕР}^{(2)}, \quad (5.73)$$

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 2,48}{0,98} = 2,73 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.74)$$

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{2,73}{2,25} = 1,21 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.10), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7

Таблица 5.10 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

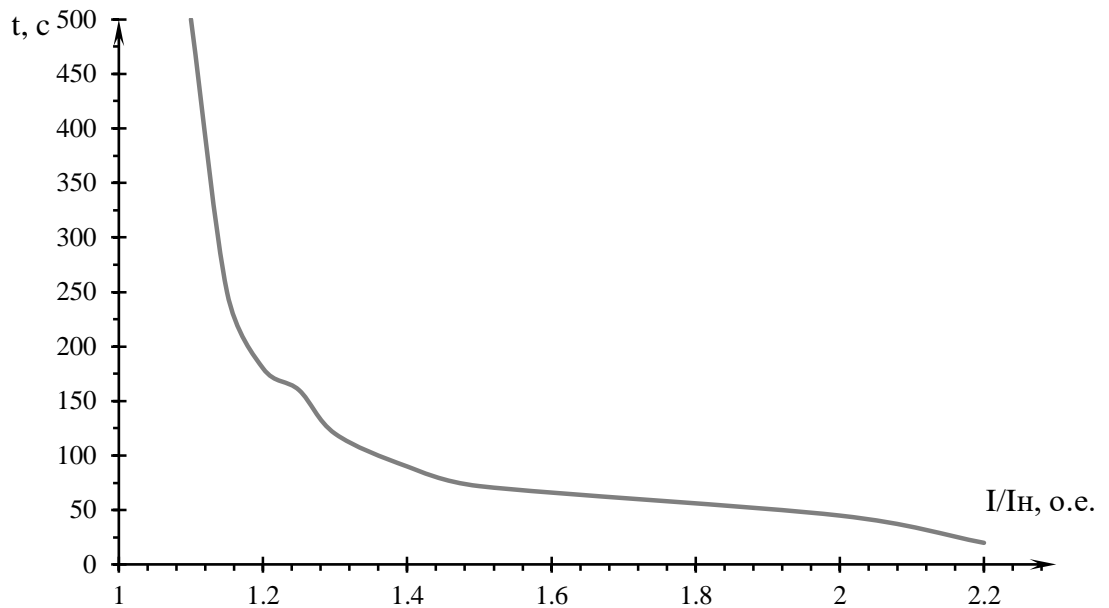


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{p.ном}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.75)$$

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2,8 \cdot 1,1 \cdot 1200 \cdot 0,816}{0,98} = 7,07 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.76)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{7,07}{2,25} = 3,14 \text{ о. е.}$$

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

Срабатывание защит представлены в таблице Г.1, все уставки защит для удобства сведены в таблице Г.2.

6 Компонровка и сооружения гидроузла

Определение класса гидротехнических сооружений проводится по следующим параметрам:

Численность населения, находящаяся в зоне опасности, составляет 2521 человека. Присваивается II класс сооружения, так как численность людей менее 3000.

$N_{уст}=260$ МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 50-55 м. Грунт основания - гранит и метаморфические сланцы. На основании этих показателей предусмотрен II класс.

Класс сооружения назначается в соответствии с опасным фактором, то есть наименьший получившийся класс – II.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где $v = 16$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 1,74 \cdot 10^{-6} \quad . \quad (6.4)$$

$L = 4000$ м – длина разгона волны;

d – средняя глубина водохранилища перед плотинной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{185 - 135}{2} = 25 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{16^2 \cdot 4000}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0^\circ = 0,007 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}$, $\frac{gt}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 4000}{16^2} = 153,28, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13243, \quad (6.8)$$

где t – период действия ветра, принимается равным $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

| Параметр | $\frac{g \cdot L}{v^2} = 153,28$ | $\frac{g \cdot t}{v} = 13243$ |
|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ | 1,8 | 4,8 |
| $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$ | 0,022 | 0,0 |

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 1,8$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 0,022$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,022 \cdot v^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 16^2}{9,81} = 0,4 \text{ м,} \quad (6.9)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,8 \cdot v}{g} = \frac{1,8 \cdot 16}{9,81} = 2,94 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,94^2}{2 \cdot 3,14} = 13,5 \text{ м,} \quad (6.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}; \quad 25 \geq 12,65 \text{ условие выполняется, значит, зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 1,147 = 0,84 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где $k_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,007 + 2 + 0,28 = 2,29 \text{ м,} \quad (6.13)$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 185 + 2,29 = 187,29 \text{ м.} \quad (6.14)$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 187,29 \text{ м.}$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водобросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}}, \quad (6.15)$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 920 - (3 - 1) \cdot 160 = 440 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.16)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе;

$q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме;

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, при $Q_{\text{тах.осн}}$;

$v_{\text{доп}}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 3,5 м/с.

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 3,5 \cdot 5,2 = 16 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 16 = 20 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{440}{20} = 22 \text{ м}.$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приводя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 8 = 24 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где n – число пролётов;

b – стандартная ширина пролёта, принимается 8 м.

Принимаем разрезной бык $\delta_{\text{б}} = 3 \text{ м}$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{440}{1 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,15 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.22)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{4,15}{8} = 0,945.$$

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{440}{0,49 \cdot 0,945 \cdot 1,24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,31 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.23)$$

где v_0 – скорость подхода потока перед водосливом, м/с.

$$v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{440}{(185 - 135)(24 + (3-1) \cdot 3)} = 0,29 \text{ м/с}, \quad (6.24)$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 4,31 - \frac{1,1 \cdot 0,29^2}{2 \cdot 9,81} = 4,31 \text{ м.}$$

Стандартное значение $H_{\text{СТ}} = 5$ м.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{СТ}} = 185 - 5 = 180 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 180 + 1,6 \cdot 5 = 188 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla ГБП = 185,69 \text{ м}$, $\nabla ГБ = 188 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем: $\nabla ГБ = 188 \text{ м}$.

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - Q_{га} - Q_c, \quad (6.27)$$

где $Q_{max.пов}$ – максимальный расход с учетом паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

$Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{р.пов} = 1099 - 462 - 447 = 190 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{\sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{190}{1 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,36 \text{ м.} \quad (6.28)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.29)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_n – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.30)$$

где b – ширина пролёта;
 n – число пролётов;
 $\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{2,36}{3} = 0,969.$$

$$H_{02} = \left(\frac{190}{0,49 \cdot 0,969 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,42 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g},$$

где $v_{0\text{пов}}$ – скорость подхода потока перед водосливом.

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.31)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{190}{(185 - 135)(24 + (3-1) \cdot 3)} = 0,12 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 2,42 - \frac{1,1 \cdot 0,12^2}{2 \cdot 9,81} = 2,42 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 180 + 2,46 = 182,46 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Так как расчетной отметки $\nabla\text{ФПУ}_p = 182,46$ м недостаточно для пропуска поверочного расхода, принимаем отметку $\nabla\text{ФПУ} = 187$ м.

6.2.4 Построение оголовка водослива по Кригеру - Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера - Офицерова, где координаты, представленные в таблице Д.1, перемножаются на $H_{\text{ст}} = 5$ м.

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

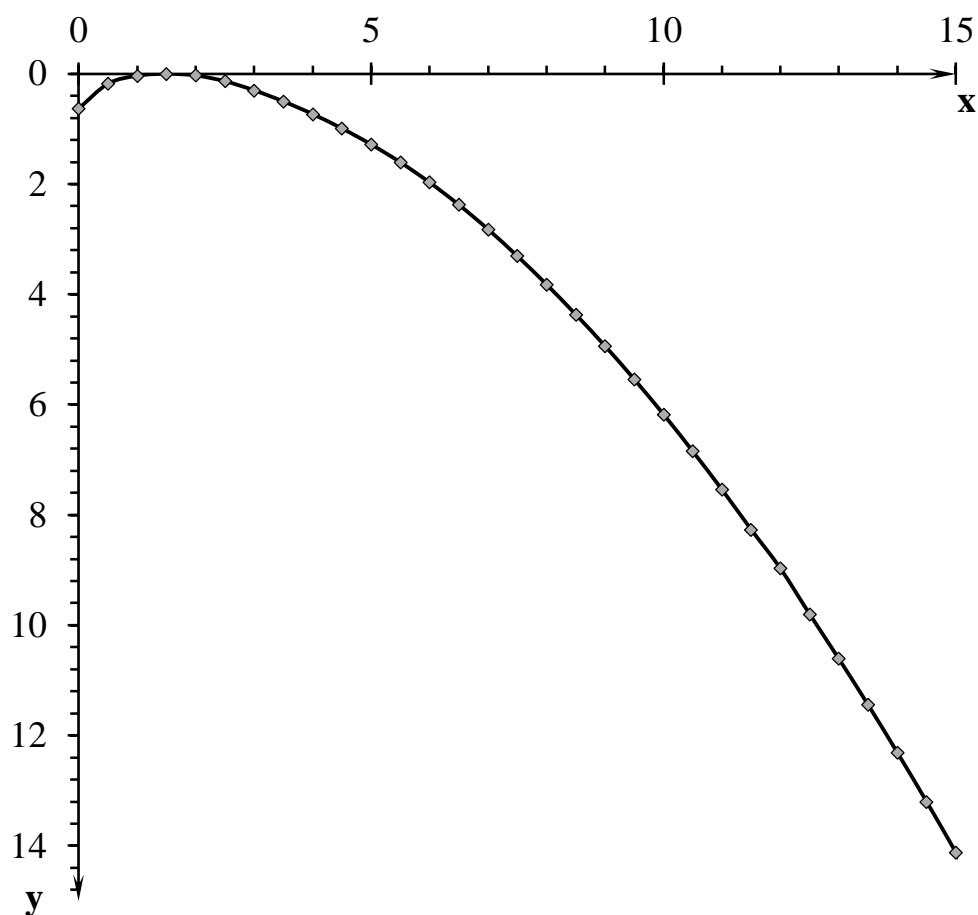


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определение параметров гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{B_B^2 \cdot g}}, \quad (6.33)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 440^2}{24^2 \cdot 9,81}} = 3,06 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 185 - 135 = 50 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Вычисляем отношение и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{50}{3,06} = 16,4. \quad (6.35)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 1$ и $\varepsilon_{T_0} = 16,4$ определяем глубину в сжатом сечении - ε_c и глубину сопряженную с ней - ε''_c .

Определение первой сопряженной глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,17 \cdot 3,06 = 0,52. \quad (6.36)$$

Определение второй сопряженной глубины:

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 3,4 \cdot 3,06 = 10,39. \quad (6.37)$$

Сопоставляя $h_{НБ}$ и h''_c , определяем форму сопряжения бьефов.

Так как $h''_c = 10,39$ м $>$ $h_{НБ} = 5$ м, то имеем отогнанный прыжок.

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max.осн}$.

Сопряжение бьефов должно быть по типу затопленного прыжка, так как отогнанный прыжок за плотиной не допустим. Для этого создается соответствующая глубина в нижнем бьефе или гашение энергии гасителями.

Применим гашение избыточной энергии с помощью носка трамплина.

6.3.1 Расчёт носка трамплина и дальности отлета струи

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа. Максимальная отметка нижнего бьефа при расчетном случае $\nabla_{НБQ_{0,1\%}} = 140,2$ м, тогда $h_{НБQ_{0,1\%}} = 5,2$ м

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБQ_{0,1\%}} + 2 = 5,2 + 2 = 7,2 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 135 + 7,2 = 142,2 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 185 - 142,2 = 42,8 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Используя величину напора на носке, определяется скорость потока на нем:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,8} = 26,08 \text{ м/с.} \quad (6.41)$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h_{\text{НБ}} = 185 - 135 - 5,2 = 44,80 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$

$K_a = 0,9$ – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{26,08^2}{9,81 \cdot 0,703} = 98,63 \geq 35, \quad (6.44)$$

где h_H – высота потока воды на носке, определяется по формуле:

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{18,3}{26,08} = 0,703 \text{ м.}$$

$$\begin{aligned} L &= 0,9 \cdot 42,8 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{44,8}{42,8} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = \\ &= -50,66 \text{ м.} \end{aligned}$$

Целесообразно выбирать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,4 от z_0 - напора, создаваемого плотиной, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,4 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНО}). \quad (6.45)$$

$$50,66 \text{ м} > 21,4 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$H_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.46)$$

где t определяется как:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.47)$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1 \text{ м}$.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{98,63}) \cdot \sqrt{98,63} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,2}{1}} \cdot 0,7 = 16,00 \text{ м.}$$

Тогда:

$$H_{\text{раз}} = 16,00 - 5,20 = 10,81 \text{ м.}$$

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1}, \quad (6.48)$$

где $\operatorname{tg}\alpha_1$ рассчитывается по формуле (6.49):

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.49)$$

где $a = 7,20$ м – высота от дна до носка.

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,7 \cdot \cos 30 + 7,2 - 5,2)}{26,08^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,64.$$

Тогда:

$$L_1 = 60 + \frac{16,00}{0,64} = 75,59 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7H_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 3,06 + 3,7 \cdot 10,81 = 47,62 \text{ м,} \quad (6.50)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.2.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

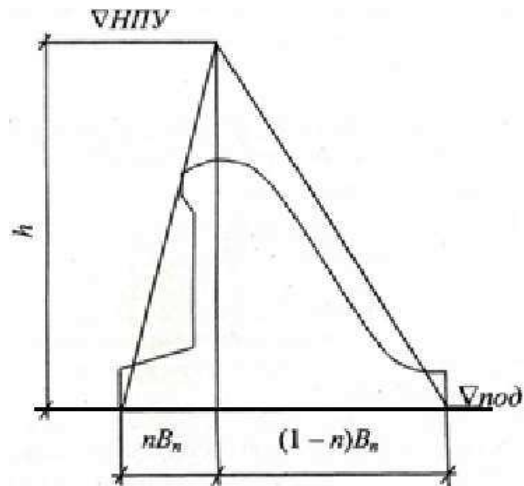


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h_{пл}}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$\begin{aligned} \gamma_w &= 10 \text{ кН/м}^3 \text{ – удельная плотность воды;} \\ \gamma_6 &= 24 \text{ кН/м}^3 \text{ – удельная плотность бетона.} \end{aligned}$$

Высота плотины h равна:

$$h_{пл} = \nabla НПУ - \nabla ПОД = 185 - 133 = 52 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{пл}}{tg\varphi \left(\frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.53)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;

$tg\varphi = 0,70$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для гранита.

При различных значениях n , представленными в таблице 6.2, по двум формулам определяется B_n и строим графики зависимости $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$, представленные на рисунке 6.3. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы плотины.

| n | $B'n$ | $B''n$ |
|---------|---------|---------|
| 0,3 | 40,0 | 40,5195 |
| 0,31 | 40,1 | 40,3361 |
| 0,31699 | 40,2061 | 40,209 |
| 0,32 | 40,2 | 40,1544 |
| 0,33 | 40,4 | 39,9744 |

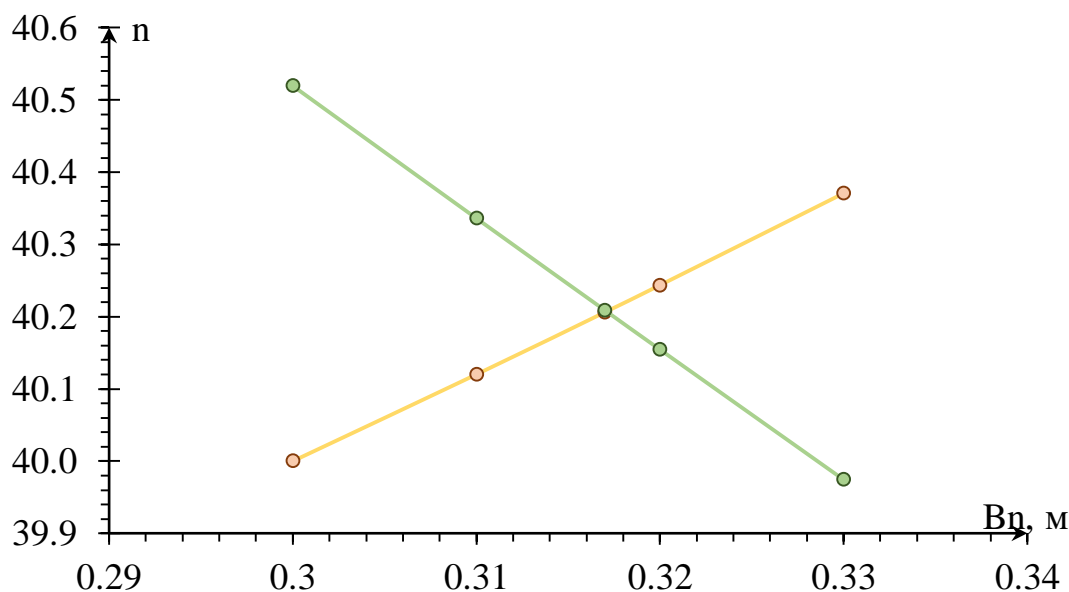


Рисунок 6.3 – Определение ширины подошвы

Пересечение графиков в точке $n = 0,347$. Принимается ширина подошвы плотины $B_{п} = 40,2$ м, исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_{п} = 40,2$ м.

6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и

расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 8 + 3 = 11 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.4.3 Быки

Изголовок быка выполняется обтекаемой формы.

Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива. Быки выдвинуты в верхний бьеф и конструируются для разбивания водосливного фронта на отдельные водосливные отверстия. Там же устраиваются пазы для ремонтных и аварийно-ремонтных затворов.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет – 0,7 х 0,7 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5 х 0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.4.4 Устои

При проектировании устраиваем разделительный и сопрягающий устои.

Разделительный устой отделяет водосливную часть плотины от здания ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты и водосливную плотину. Спроектирован длиной 39 м, шириной 1,6м.

Сопрягающий устой предназначен для соединения водосливной части плотины с грунтовой, а также защищает грунтовую плотину от размыва водой, проходящей через водослив или гидроагрегаты.

6.4.5 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню выбирается исходя из ширины автодороги и крановых путей в совокупности.

Ширина путей козлового крана – 8 м. Расстояние между путями козлового крана автодорогой принимается по 2 м, также принимаем 1 м и с низовой гранью быка. Автодорога принимается 7 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 18 м.

6.4.6 Галереи и дренаж в теле плотины

Продольные и поперечные галереи располагают в теле плотины. Расположение продольных галерей – через каждые 15 м, размерами 2,5 м x 2,5 м.

Размеры поперечных галерей выбираются из расчёта расположения в них крупногабаритной техники и равны 3 x 3.

Для сбора и отвода воды, для контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций проектируются дополнительные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.55)$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$).

$$a_{др} \geq \frac{50 \cdot 1,2}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,5 \text{ м,}$$

$$H_{др} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 185 - 135 = 50 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 3 м.

6.4.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{п} = (0,10 \div 0,25) \cdot 40,2 = 4,02 \div 10,05 \text{ м.} \quad (6.56)$$

где $B_{п}$ - ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_3 = 4,6 \text{ м.}$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (185 - 137,07) = 33,5 \text{ м.} \quad (6.57)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}. \quad (6.58)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 15$).

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d. \quad (6.59)$$

$$\Delta H = 47,9 - 0,4 \cdot 47,9 = 28,8 \text{ м.}$$

$$\delta_3 \geq \frac{28,8 \cdot 1,2}{15}.$$

$$\delta_3 \geq 2,4 \text{ м, принимаем } 3 \text{ м.}$$

Глубину дренажных скважин равна:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 33,5 = 16,7 \text{ м,} \quad (6.60)$$

Отвод фильтрующей воды через дренажные скважины, а далее в НБ, и для уменьшения фильтрационного давления на сооружение в основании ГТС проектируют дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Оценка прочности плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

6.5.1.1 Вес плотины

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 992,36 \text{ м}^2$, $S_г = 230,57 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6}, \quad (6.61)$$

где b – ширина пролета;

γ_6 – удельный вес бетона, кН/м³;

δ_6 – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{992,36 \cdot 8 \cdot 24}{8+3} = 16992 \text{ кН/м.}$$

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{230,57 \cdot 3 \cdot 24}{8+3} = 1480,5 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g. \quad (6.63)$$

где f – площадь затвора, рассчитывается по формуле (6.64).

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (187 - 180 + 0,5) \cdot 8 = 60 \text{ м}^2, \quad (6.64)$$

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot 60^{1,5} \cdot 9,81 = 250,8 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{250,8}{8+3} = 22,8 \text{ кН,} \quad (6.65)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2}, \quad (6.66)$$

где H_B – высота плотины, считается по формуле (6.67):

$$H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 185 - 133 = 52 \text{ м.} \quad (6.67)$$

$$T_B = \frac{10 \cdot 52^2}{2} = 15125 \text{ кН.}$$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2}, \quad (6.68)$$

где H_H – определяется по формуле (6.69):

$$H_H = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 137,06 - 133 = 4,06 \text{ м.} \quad (6.69)$$

$$T_H = \frac{10 \cdot 4,06^2}{2} = 810,5 \text{ кН.}$$

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{взв} = S_{эп} \cdot \rho \cdot g, \quad (6.70)$$

где $S_{эп}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, при этом размерность ординат эпюры [м. вод. ст.].

$$W_{взв} = 0,21 \cdot 9,81 = 2,056 \text{ кН.}$$

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 185 - 137,06 = 47,94 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Основываясь на СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 47,94 = 19,2 \text{ м.} \quad (6.72)$$

$$H_{др} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 47,94 = 7,2 \text{ м.} \quad (6.73)$$

$$W_{\phi} = S_{эп} \cdot g = 200,4 \cdot 9,81 = 196,6 \text{ кН.} \quad (6.74)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.4.

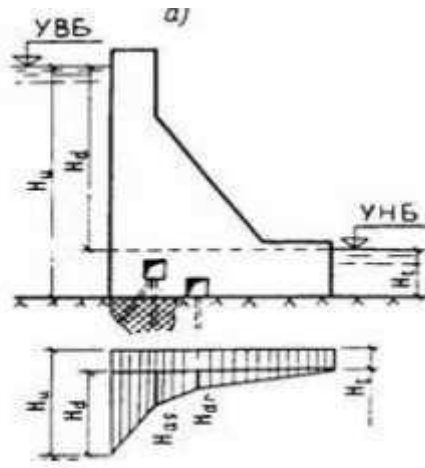


Рисунок 6.4 – Эпюра фильтрационного давления

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.75)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 1,55$ м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$.

$$p_H = 11,5 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 8,7 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{8,7 \cdot 1,55}{2} = 6,77 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.78)$$

$$p_1 = 11,5 \cdot 1,55 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{38}{2} \right) = -201 \text{ кН/м}^2$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{ав} = S_{эп} \quad (6.79)$$

$$E_{ав} = 20 \text{ кН}$$

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.80)$$

$$p_{гр} = 30 \cdot 1,5 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{38}{2} \right) + 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 + \frac{38}{2} \right) = 520 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{520 \cdot 1,5}{2} = 390,2 \text{ кН}. \quad (6.81)$$

6.5.1.6 Волновое воздействие

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_{в} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.82)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,84$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 13,5$ м.

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,84 \cdot \left(\frac{13,5}{\pi} + \frac{0,16}{2} \right) = 24,5 \text{ кН/м.}$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,84^2}{13,5} = 0,16 \text{ м.} \quad (6.83)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{13,5}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,84 = 1,8 \text{ м.} \quad (6.84)$$

6.6 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации), то есть без учёта температурных воздействий. Для оценки введем критерии прочности. Тогда в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Для удобства расчетов составляется таблица Д.2, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

$$\sum M = 41648,2 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}}. \quad (6.85)$$

$$\sum N = 16142,4 + 1406,5 + 20,5 - 2,1 - 196,6 = 17370,8 \text{ кН},$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6\sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{17370,8}{40,2} + \frac{6 \cdot 41648,2}{40,2^2} = -277,45 \text{ кПа}. \quad (6.86)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.87)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

$$\sigma_x^u = -277,45 \cdot 0^2 - 10 \cdot 52 \cdot (1 - 0^2) = -520 \text{ кПа}.$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 52 - 277,45) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}.$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.88)$$

$$\sigma_1^u = -277,4 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 52 \cdot 0^2 = -277,4 \text{ кПа}.$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 52 = -520 \text{ кПа.} \quad (6.89)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{17370,8}{40,2} - \frac{6 \cdot 41648,2}{40,2^2} = -586,6 \text{ кПа.} \quad (6.90)$$

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

$$\sigma_y^t = -\frac{17370,8}{40,2} - \frac{6 \cdot 41648,2}{40,2^2} = -586,6 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.91)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

$$\sigma_x^t = -586,6 \cdot 0,55^2 - 10 \cdot 4,06 \cdot (1 - 0,55^2) = -208,4 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,06 + (-586,6)) \cdot 0,55 = 302,6 \text{ кПа.} \quad (6.92)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -586,6 \cdot (1 + 0,55^2) + 10 \cdot 4,06 \cdot 0,55^2 = -755,5 \text{ кПа.} \quad (6.93)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,06 = -40,6 \text{ кПа.} \quad (6.94)$$

Сводная таблица Г.3 крайних напряжений представлена в приложении Г.

6.7 Критерий прочности плотины и ее основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.95)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 0,9 \cdot 755,5}{1} = 1007,4 \text{ кН/м}^2. \quad (6.96)$$

$1007,4 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$ – условие выполняется.

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который будет применен в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.97)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -277,45 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.98)$$

$$|-277,45| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 52.$$

т.е. $277,45 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2$ – условие выполняется.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

Несущая способность основания определяет устойчивость бетонных плотин, а именно его сопротивлению по сдвигу.

Расчёт на сдвиг плотины осуществляется по первому предельному состоянию, то есть по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие (6.99):

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.99)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R = (G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n, \quad (6.100)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,7;

c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;

B_n – ширина подошвы плотины 40,2 м.

$$R = (1406,5 + 16142,4 - 2,1 - 196,6 + 20,52) \cdot 0,8 + 312,1 \cdot 0,7 + 150 \cdot 40,2 = 20112,3 \text{ кН/м}^2$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\text{вб}} - T_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}}. \quad (6.101)$$

$$F = 13263 - 0,81 + 21,5 + 8,1 = 13292 \text{ кН/м}^2$$

$$\frac{20112,3 \cdot 0,9}{13292 \cdot 1} = 1,36 \geq 1,25 \text{ – условие выполняется.}$$

7 Охрана окружающей среды

При эксплуатации и технического обслуживания ГТС гидроузел становится новым природно-техническим комплексом, оказывающий значительное влияние на окружающую среду.

Для обеспечения эффективного и безопасного использования гидроэлектростанции стоит ряд задач воздействия станции на окружающую среду, которые не могут остаться без внимания.

Отталкиваясь от федеральных и региональных законодательств, нормативных документов и требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений для проектируемой Новомуллакаевской ГЭС, предложены экологические мероприятия в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами, которые являются правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов:

- Конституция Российской Федерации;
- ФЗ РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 (ред. от 26.03.2022);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 (ред. от 11.06.2021);
- ФЗ «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 (ред. от 01.08.2021) ;
- ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14 марта 1995 года № 33-ФЗ (ред. от 11.06.2021);
- ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ (ред. от 01.03.2022);
- ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» от 20 декабря 2004 г. № 166-ФЗ (ред. от 10.01.2022);
- Земельный кодекс Российской Федерации № 136-ФЗ от 25.10.2001 (ред. от 01.03.2022);
- Водный кодекс Российской Федерации № 74 - ФЗ от 03.06.2006 (ред. от 01.03.2022);
- Лесной кодекс Российской Федерации № 200-ФЗ от 04.12.2006 (ред. от 26.03.2022);
- Другие нормативные документы Российской Федерации.

К первым экологическим задачам, выполнение которых обязательно, при строительстве и эксплуатации Новомуллакаевской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе

гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

Приведены обязательные мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- мониторинг водоохранных зон;

- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий;

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;

- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Осуществление строительства Новомуллакаевского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Новомуллакаевской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный

ущерб экосистеме зоны влияния Новомуллакаевского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

В период строительства возникают непредвиденные загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки во избежание существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории. Обязательно предусмотреть уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

План мероприятий по охране окружающей среды указан в таблицах Е.1 – Е.4.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда

8.1 Пожарная безопасность

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда.

ГЭС оборудуются системой пожарной безопасности, обеспечивающее предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

8.1.1 Пожаротушение кабельных секций

Кабельные секции ГЭС оборудуются системами автоматического пожаротушения, представляющие собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара с обязательным автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается дополнительно дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение резервируется использованием пожарных кранов.

8.2 Устройство охраны труда

Целью введения правил охраны труда на проектируемой Новомуллакаевской ГЭС является обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда обеспечивают руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения правил охраны труда должно выполняться следующее:

1. Функции и обязанности по охране труда должны быть прописаны в должностных инструкциях для каждого работника на всех ступенях производства. Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки;

2. Для улучшения условий, соблюдения охраны труда и снижения профессиональных рисков должны проводиться мероприятия по охране труда. Перечень типовых мероприятий по охране труда утвержден Приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 1 марта 2012 г. № 181н. На основании этого перечня работодатель составляет свой перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда, который будет являться приложением к коллективному договору, заключенному между работником и работодателем.

3. Обучение работников методам и приемам безопасного проведения работ. Обучению по охране труда и проверке знаний требований охраны труда подлежат все работники проектируемой Новомуллакаевской ГЭС. По окончании обучения проводится проверка знаний требований охраны труда, для проведения которой в организациях приказом руководителя создается комиссия по проверке знаний требований охраны труда в составе не менее трех человек, прошедших обучение по охране труда по программе для членов комиссий по проверке знаний требований охраны труда.

4. Организовывать пропаганду требований нормативов и передового опыта по охране труда среди персонала. Для осуществления пропаганды охраны труда используются разнообразные формы, методы и средства. Формами пропаганды охраны труда являются конференции, совещания, семинары. Правильно организованная пропаганда охраны труда должна постоянно напоминать работникам о потенциально опасных и вредных производственных факторах на рабочих местах, о том, как следует вести себя, чтобы предупредить несчастный случай. На ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны

труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ

5. Обеспечивать для обслуживающего персонала безопасность технологических процессов и оборудования. Это решается путем: проведения сертификации производственных объектов, электротехнического и энергетического оборудования на соответствие требованиям охраны труда и средств защиты, используемых в электроустановках; обеспечения безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений, соблюдения требований по охране труда при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте, изложенных в соответствующих СНиП, правилах и инструкциях; и т.д.;

6. Обеспечивать работников безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений;

7. Организация санитарно-бытовых и лечебно-профилактических медицинских обслуживаний работников. Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования Новомуллакаевской ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

8. Организовывать профессиональный отбор работников. Основная цель отбора — привлечение работников с нужной квалификацией и необходимыми личностными качествами, способных решать поставленные перед ними задачи максимально эффективно.

9. Обеспечивать работников средствами защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

10. Стимулировать работы по обеспечению безопасности производственных процессов, снижению производственного травматизма и профзаболеваемости;

11. Анализировать результаты деятельности по профилактике производственного травматизма и профзаболеваемости, разрабатывать на основе анализа соответствующих мероприятий.

На Новомуллакаевской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- рекомендациями Министерства здравоохранения и социального развития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);

- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Новомуллакаевской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве, а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина.

9 Технико-экономические обоснование

9.1. Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя | Ед. изм-я | Год реализации проекта | | | | |
|--|---------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Установленная мощность | МВт | 260 | 260 | 260 | 260 | 260 |
| Число часов использования установленной мощности | Часы | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 | 4500 |
| Выработка электроэнергии | МВт*ч | 1170180 | 1170180 | 1170180 | 1170180 | 1170180 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды | % | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды | МВт*ч | 11701,8 | 11701,8 | 11701,8 | 11701,8 | 11701,8 |
| Объем реализации электроэнергии | МВт*ч | 1158478 | 1158478 | 1158478 | 1158478 | 1158478 |
| Тариф на электроэнергию | руб/ МВт*ч | 1448,00 | 1471,00 | 1494,00 | 1517,00 | 1540,00 |
| Выручка от реализации электроэнергии | млн.руб. | 139789703 | 142010119 | 144230536 | 146450953 | 148671369 |
| НДС к выручке | млн.руб | 21323853 | 21662561 | 22001268 | 22339976 | 22678683 |

Из таблицы 9.1 видно, что при неизменном объеме производства электроэнергии в первые годы эксплуатации ГЭС наблюдается рост тарифов на электроэнергию, цена которых была принята согласно сценарным условиям. Вследствие роста цены тарифов происходит увеличение объема выручки и НДС к выручке.

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 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия используются для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро». Представляют собой перечень наиболее значимых показателей, 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.

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.

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): 0,04%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла.

| Наименование | Ставка, тыс. руб/Мвт | Сумма, млн.руб. |
|-------------------|----------------------|-----------------|
| Фонд оплаты труда | 255,2 | 66,4 |
| Прочие | 274,0 | 71,2 |
| Итого по ГЭС | 529,2 | 137,6 |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

| Этап проекта | Величина, % |
|--------------|-------------|
| От 1 до 5 | 0,06 |
| От 6 до 15 | 0,09 |
| От 16 до 25 | 0,14 |
| Свыше 25 | 0,2 |

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование | Ставка | Сумма, млн.руб. |
|---|-------------------------|-----------------|
| АО «СО – ЕЭС» | 135,38 тыс. руб/МВт | 35,20 |
| АО АТС (администратор торговой системы) | 0,001097 тыс. руб/МВт*ч | 0,0003 |
| АО ЦФР (центр финансовых расчетов) | 0,000318 тыс. руб/МВт*ч | 0,83 |
| Итого | | 35,29 |

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.1.

Из таблицы Ж.1 следует, что в первые годы эксплуатации итоговые затраты практически не меняются. Наибольшую процентную величину от общих расходов имеют амортизационные расходы.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы, приведенной на рисунке 9.1.

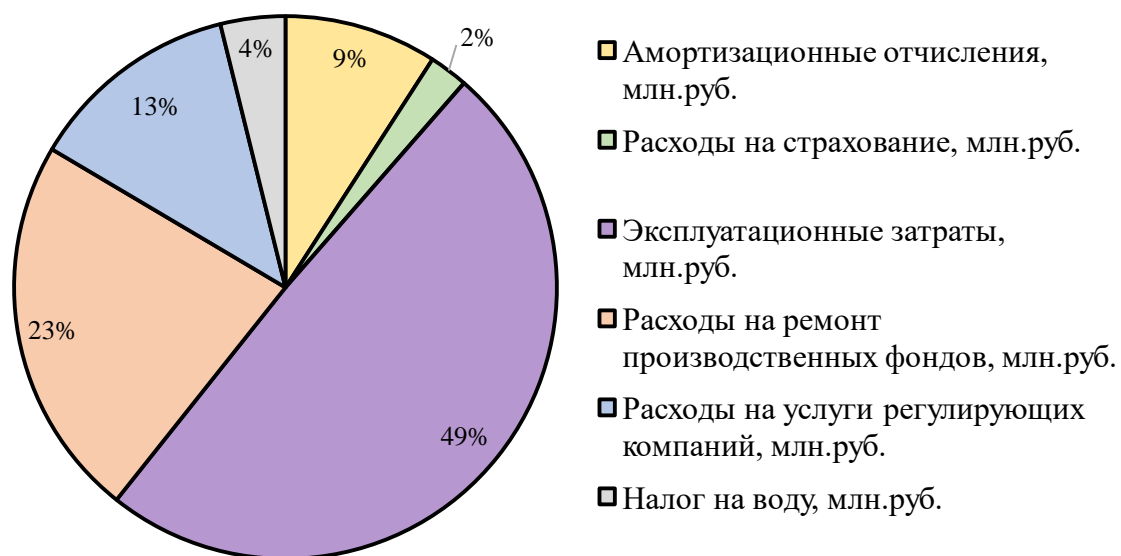


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

9.1.2 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.2.

Наибольшее значение от налоговых расходов принимают НДС и налог на прибыль. При этом стоит отметить, что налоговые на взносы в социальные фонды и водный налог превосходят эксплуатационные затраты в несколько раз.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице Ж.3.

После ввода первых агрегатов и выхода на установленную мощность наблюдается рост выручки и чистой прибыли. Это объясняется как ростом объема производства, так и увеличением цены сбыта электроэнергии, которая принята согласно сценарным условиям ПАО «РусГидро».

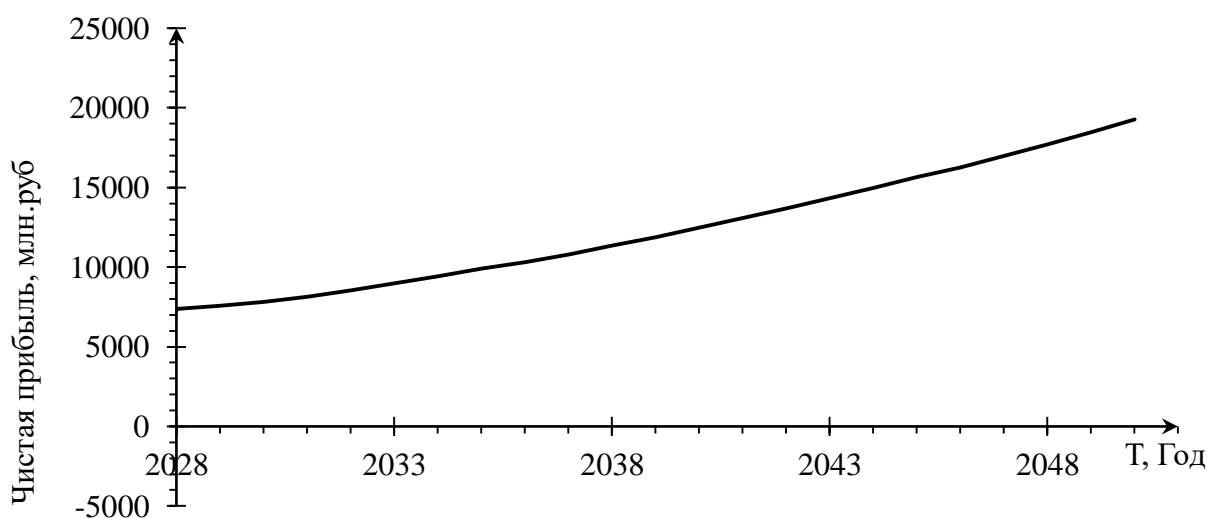


Рисунок 9.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

На рисунке Ж.1 показан график с укрупненными этапами реализации проекта.

Из графика на рисунке Е.1 видно, что в первые годы реализации проекта денежный поток отрицательный, что связано необходимостью вложения материальных средств еще до начала производства электроэнергии. После начала продаж электрической энергии денежный поток начинает приобретать положительную динамику. С завершением проведения всех этапов строительства и монтажа оборудования ГЭС к концу 2033 года проект начинает приносить прибыль.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

9.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом АО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Новомуллакаевской ГЭС составляет 25 лет.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

3) Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

4) Расчеты велись без учета геополитической обстановки, начавшейся 24.02.22.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Показатели эффективности реализации проекта «Новомуллакаевской ГЭС на реке Уфа»

| Наименование | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования | 11,6 |
| Период окупаемости - РВ, мес | 156 |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб | 1558,1 |
| Индекс прибыльности – PI | 1,22 |
| Внутренняя норма рентабельности - IRR, % | 13,74 |
| Себестоимость эл.энергии, руб/КВт*ч | 0,12 |
| Удельные капиталовложения, руб/КВт | 121450 |

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта. Также индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 11,6 %. Период окупаемости 156 месяца (13 лет), что объясняется продолжительным сроком строительства и монтажа ГЭС, также имеет влияние слабое развитие инфраструктуры региона строительства, которое также сказывается на сроке и стоимости возведения гидроузла. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

| Наименование | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|--|------|------|------|------|------|
| В федеральный бюджет, млн. руб. | 28 | 24 | 464 | 640 | 725 |
| В региональный бюджет, млн. руб. | 9,9 | 10,8 | 450 | 627 | 713 |
| Итого налоговых поступлений, млн. руб. | 18,6 | 13,8 | 13,7 | 13,2 | 12,8 |

Строительство Новомуллакаевской ГЭС позволит обеспечить постоянный приток денежных средств в федеральный и региональный бюджет. Стоит отметить весьма большой объем поступлений в региональный бюджет, который можно будет использовать для развития региона.

9.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цены сбыта;
- г) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

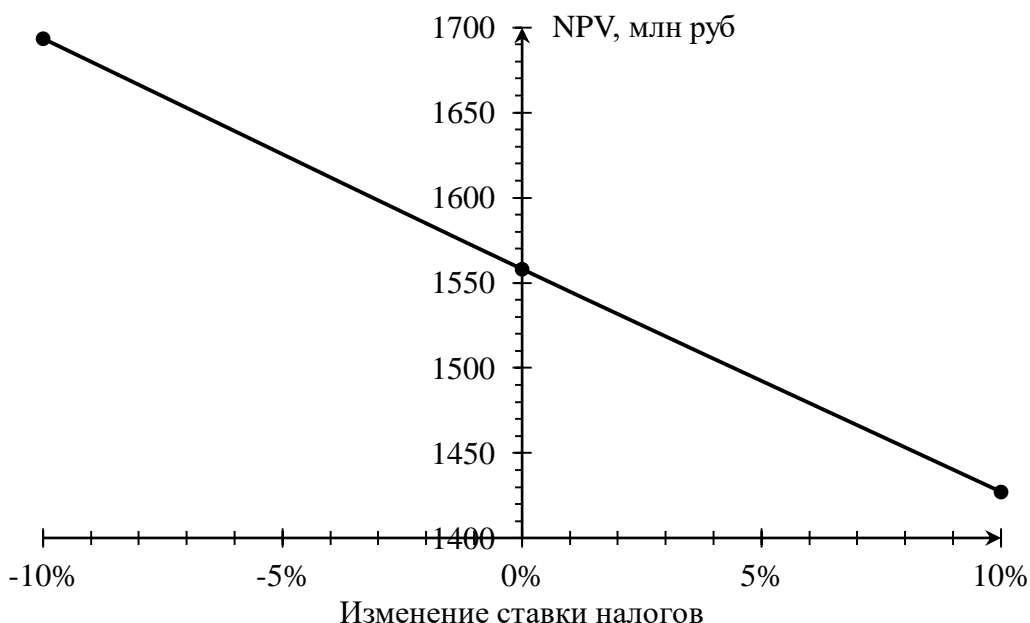


Рисунок 9.4 – NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика видно, что при увеличении налоговой ставки прибыль проекта уменьшается и при дальнейшем увеличении проект станет убыточным.

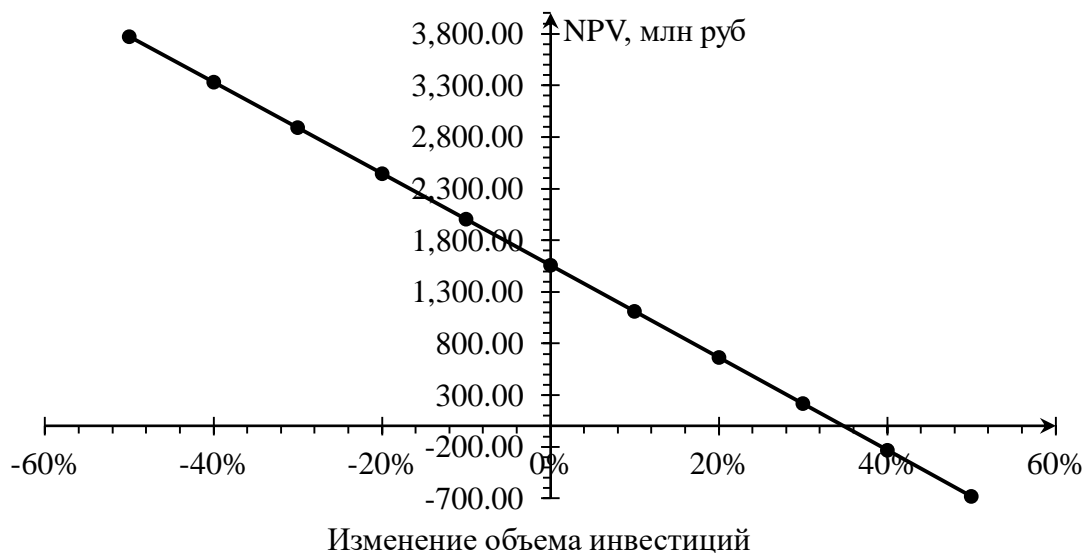


Рисунок 9.5 – NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций

При увеличении объема инвестиций на 9 % проект достигнет значения $NPV=0$, т.е. при дальнейшем увеличении проект станет убыточным. Данный показатель является наиболее чувствительным.

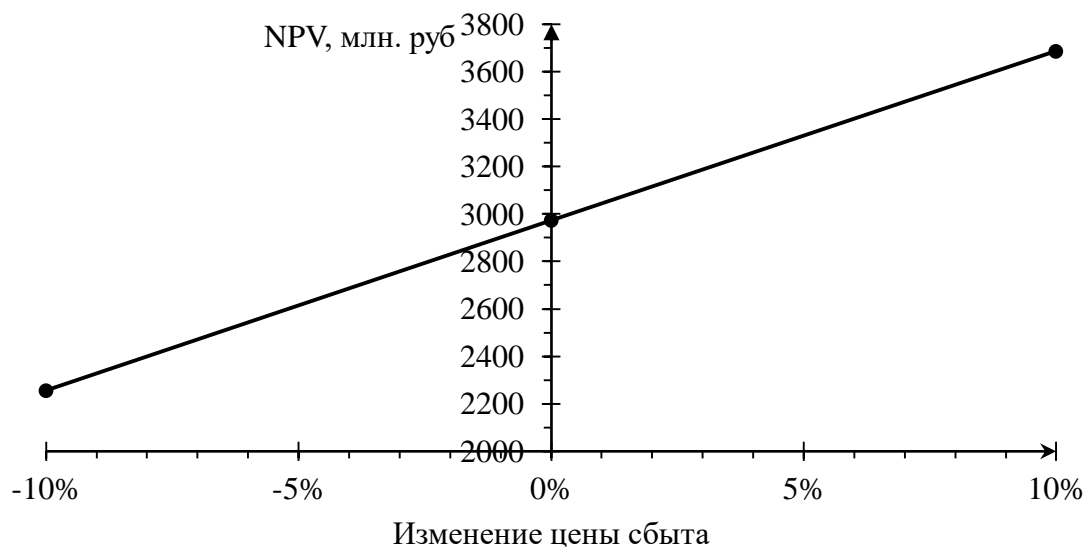


Рисунок 9.5 - NPV в зависимости от изменения цены сбыта

При уменьшении цены сбыта электроэнергии и мощности на 9 % проект достигнет значения $NPV=0$, т.е. при дальнейшем уменьшении проект станет убыточным.

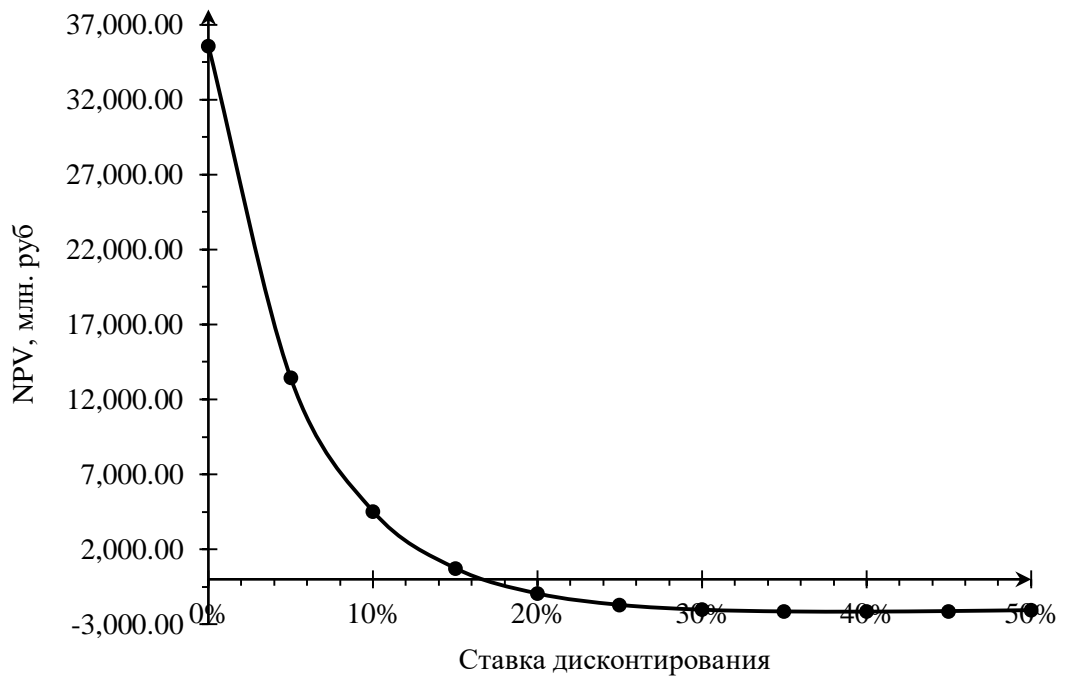


Рисунок 9.6 – NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При достижении ставки дисконтирования 17 %, т.е. равной величине внутренней нормы рентабельности проект достигнет значения $NPV=0$. При дальнейшем увеличении проект станет убыточным.

10 Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)

Пневматическое хозяйство на гидроэлектростанции служит для подачи сжатого воздуха требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) потребителям.

Пневматическое хозяйство ГЭС представляет собой одну или несколько независимых систем высокого и низкого давления, каждая из которых воздухопроводами объединены компрессорные установки, воздухоборники и потребители. Системы оснащены предохранительной аппаратурой, устройствами управления, защиты, автоматики для обеспечения безопасной работы и эксплуатации пневматического хозяйства в соответствии с Правилами органов Ростехнадзора

Пневматическое хозяйство низкого давления — это система, работающая под давлением 6 – 8 кгс/см². Ее потребителями являются:

- система торможения агрегатов, служащая для снижения цикла остановки вращающегося по инерции агрегата;
- система отжатия воды из камеры рабочего колеса перед вводом агрегата в режим синхронного компенсатора;
- технические нужды;
- пневматический инструмент.

Пневматическое хозяйство высокого давления — это система, работающая под давлением 20 – 63 кгс/см². Ее потребителями являются:

- масловоздушные котлы маслонапорных установок систем управления турбин;
- системы управления воздушных выключателей и для гашения электрической дуги при отключении рабочих и токов короткого замыкания.

10.1 Типы компрессорных установок

Типы компрессорных установок классифицируются по следующим признакам:

- 1) По принципу действия – роторные, поршневые, винтовые, центробежные, мембранные.
- 2) По расположению цилиндров – горизонтальные, вертикальные, угловые – однорядные двухрядные;
- 3) По способу установки – стационарные, передвижные;
- 4) По конечному давлению – низкого давления (до 25 кгс/см²), среднего (до 60 кгс/см²), высокого давления (до 300 кгс/см²), вакуумные.
- 5) По производительности – малой (до 10 м³/мин), средней (10–100 м³/мин) и большой производительности (свыше 100 м³/мин).
- 6) По исполнению – горизонтальные, вертикальные, угловые.
- 7) По способу охлаждения – с водяным, в воздушном.

- 8) По числу ступеней сжатия – с 1, 2, 3-х и более числом ступеней.

10.2 Технологические схемы и состав оборудования

Для наглядного изображения процесса производства и распределения сжатого воздуха на гидроэлектростанции используются технологические схемы. В данном разделе будут спроектированы технологические схемы высокого и низкого давления Новомуллакаеской ГЭС.

Целесообразно создание объединенной компрессорной станции для обслуживания нескольких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств. В рамках рассматриваемого вопроса для проектируемой ГЭС произведен подбор оборудования для выдачи сжатого воздуха высокого и низкого давления.

10.2.1 Схема высокого давления проектируемой Новомуллакаевской ГЭС

В ходе проектирования выбрана маслонапорная установка (МНУ) 8/1-40-8-2, технические характеристики которой приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Технические характеристики выбранной маслонапорной установки

| | | |
|---|---|------|
| Гидроаккумулятор | Объем номинальный, м³ | 8,0 |
| | Число котлов | 1 |
| | Диаметр котла, мм | 1860 |
| | Высота, мм | 3100 |
| Масляный насос | Подача, л/с | 8,9 |
| | Мощность, кВт | 53 |
| Маслосборник | Высота, мм | 1300 |
| | Ширина, мм | 2500 |
| | Длина, мм | 2500 |
| Объем воздуха в сосуде | | 5,2 |
| Объем сливного бака, м³ | | 4,0 |
| Количество насосов | | 2 |

Для снабжения гидроаккумуляторов (ГА) МНУ и периодической автоматической их подзарядки проведем расчет производительности рабочего компрессора для выбора компрессора высокого давления (КВД).

Учтем, что для зарядки МНУ принимается давление на 0,2-0,3 МПа выше номинального давления в системе регулирования.

Также, при выборе компрессорного оборудования производительность принимается, учитывая обеспечение первоначальной зарядки гидроаккумуляторе МНУ не более чем за 4 часа.

Объем воздухоборника будем считать равным расходу воздуха на утечки в системе за 8 часов, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров.

Практическое соотношение объемов воздуха и масла в гидроаккумуляторе принимаем, исходя из условий (10.1), (10.2):

Объем масла:

$$V_m^{GA} = (0,3 \div 0,4)V^{GA}, \quad (10.1)$$

где $V^{GA} = 8 м^3$ – объем гидроаккумулятора МНУ.

$$V_m^{GA} = 0,35 \cdot 8 = 2,8 м^3$$

Объем воздуха:

$$V_e^{GA} = (0,6 \div 0,7)V^{GA}, \quad (10.2)$$

$$V_e^{GA} = 0,65 \cdot 8 = 5,2 м^3.$$

Производительность рабочего компрессора считается по формуле (10.3).

$$Q_k = \frac{V_e^{GA} P_e}{t}, \quad (10.3)$$

где $V_e^{GA} = 5,2 м^3$ – объём воздуха в ГА;

$P_e = 40 атм$ – абсолютное номинальное давление воздуха в ГА;

$t = 4 ч$ – продолжительность зарядки ГА до номинального давления.

$$Q_k = \frac{5,2 м^3 * 40 атм}{4 ч} = 0,87 м^3 / мин.$$

Расчет объема воздухоборника из условия расхода воздуха на утечки в системе за 8 часов выполним по формулам (10.4 – 10.8).

Зная, что падение давление в ГА за 8 часов не должно превышать 0,25 МПа, тогда:

Остаточное давление в ГА после выпуска утечек:

$$P_{ост} = P_e^{max} - \Delta P_{ут}^{азр}, \quad (10.4)$$

где $P_e^{max} = 45 атм$ – максимально давление в воздухоборнике для системы ВД;

$\Delta P_{ут}^{азр} = 2,5 атм$ – падение давления из-за утечек.

$$P_{ост} = 45 \text{ атм} - 2 \text{ атм} = 43 \text{ атм}.$$

Оставшийся объем воздуха при начальном давлении 45 атм:

$$V_{ост} = V_{\epsilon}^{ГА} - V_{ум}^{ГА} \quad (10.5)$$

Учитывая:

$$P_{\epsilon}^{\max} V_{ост} = P_{ост} V_{\epsilon}^{ГА} \quad (10.6)$$

Получим:

$$V_{ум}^{азр} = \frac{V_{\epsilon}^{ГА} (P_{\epsilon}^{\max} - P_{ост})}{P_{\epsilon}} \quad (10.7)$$

$$V_{ум}^{азр} = \frac{5,2 \text{ м}^3 (45 \text{ атм} - 43 \text{ атм})}{45 \text{ атм}} = 0,23 \text{ м}^3$$

Утечки в системе за 8 часов для четырех агрегатов:

$$V_{ум}^{сисм} = z V_{ум}^{ГА}, \quad (10.8)$$

где $z = 4$ – количество гидроагрегатов.

$$V_{ум}^{сисм} = 4 * 0,23 \text{ м}^3 = 0,92 \text{ м}^3.$$

Объем воздухоборника из условия расхода воздуха на утечки равен:

$$V_{\epsilon} \approx 0,92 \text{ м}^3.$$

Объема воздухоборника из условия продолжительности первоначальной зарядки ГА должен соответствовать условию (10.9).

$$V_{\epsilon} \geq Q_{\kappa} = 1,4 \text{ м}^3 \quad (10.9)$$

По рассчитанным производительности выбран компрессор русского производителя «Челябинский компрессорный завод», технические характеристики приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Технические характеристики КВД ЧКЗ

| | | |
|---|------------------------|------|
| Модель | КП-2350/50 | |
| Давление, МПа | 5,0 | |
| Производительность и мощность | Q, м ³ /мин | 2,35 |
| | W, кВт | 37 |
| Система охлаждения | Воздушное | |
| Давление минимальное на выходе из компрессора, бар | 25 | |

Для поглощения остаточной влажности в сжатом воздухе, которая не допустима при работе потребителей, после компрессора требуется адсорбционный фильтр. Преимуществом этой системы в том, что полученный сжатый воздух соответствует высокому классу чистоты из-за точки росы сниженной до -40°. Выбран адсорбционный осушитель «Remeza» серии RED-HP 250, характеристики приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Технические характеристики адсорбционного осушителя

| | |
|--|-------|
| Модель | PN 50 |
| Давление, бар | 50 |
| Производительность, м³/ч | 250 |
| Точка росы, °С | -40 |
| Присоединение, дюйма | 3/8 |
| Мощность потребляемая, Вт | 50 |

Воздухосборники выбраны из каталожных данных того же российского производителя ЧКЗ. Технические характеристики приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Технические характеристики воздухосборника

| | |
|----------------------------------|---------------|
| Обозначение | В-1,6 |
| Объем, м³ | 1,6 |
| Номинальное давление, МПа | 5,0 |
| Рабочая температура, °С | От -40 до 200 |
| Рабочая среда | Воздух |
| Сейсмичность | До 7 баллов |

На основании проведенных расчетов и с учетом расчетных данных в системе сжатого воздуха высокого давления 4,0 МПа принято следующее оборудование:

- два воздухосборника объемом 1,6 м³ с номинальным давлением 5,0 МПа;
- два компрессора (один рабочий, один резервный) производительностью около 3 м³/мин каждый с рабочим давлением нагнетания 5,0 МПа;
- два адсорбционных осушителя воздуха (по одному после каждого компрессора);
- соединительные трубопроводы с запорной арматурой.

10.2.2 Схема низкого давления проектируемой Новомуллакаевской ГЭС

Для обеспечения системы торможения гидроагрегатов (0,8 МПа), технических нужд гидрогенераторов (0,8 МПа) и ремонтного уплотнения гидроагрегатов (0,5 МПа) произведем расчеты аналогичные расчетам в п. 10.1.1 для выбора компрессора низкого давления (КНД).

Объем воздухоборника считается по формуле (10.10).

$$V_{\text{в}}^{\text{тех.нужды}} = 1,6\sqrt{Q_{\text{к}}}, \quad (10.10)$$

где $Q_{\text{к}} = 5 \text{ м}^3/\text{мин}$ – суммарная производительность компрессоров для четырех гидроагрегатов проектируемой ГЭС.

$$V_{\text{в}}^{\text{тех.нужды}} = 1,6\sqrt{5 \text{ м}^3/\text{мин}} = 3,58 \text{ м}^3.$$

Расчет воздуха, требуемого для системы торможения, выполним с условием, что емкости воздухоборника хватит для осуществления двойного цикла торможения всех агрегатов, выполним по формуле (10.11).

$$V_{\text{м}} = 2V_1, \quad (10.11)$$

где $V_1 = 0,4 \text{ м}^3$ – объем воздуха на торможение одного агрегата по каталожным данным.

$$V_{\text{м}} = 2 * 0,4 \text{ м}^3 = 0,8 \text{ м}^3$$

Объем воздухоборника расчет выполним по формуле (10.12).

$$V_{\text{в}}^{\text{торм}} = \frac{V_{\text{м}} P_1}{P_1 - P_2}, \quad (10.12)$$

где $P_1 = 8 \text{ атм}$ – абсолютное начальное давление в воздухоборнике системы торможения;

$P_2 = 7 \text{ атм}$ – абсолютное конечное давление в воздухоборнике системы торможения.

$$V_{\text{в}}^{\text{торм}} = \frac{0,8 \text{ м}^3 * 8 \text{ атм}}{8 \text{ атм} - 7 \text{ атм}} = 6,4 \text{ м}^3.$$

Чаще всего при проектировании компрессорных установок для системы торможения компрессор для пополнения воздухооборника используется из числа обслуживающих и другие технические нужды давлением 0,8 МПа, следовательно, подача также определяется этими собственными нуждами.

Из расчетов и условий выше выбран компрессор низкого давления, технические характеристики которого представлены в таблице 10.5.

Воздухооборники выбраны из каталожных данных того же российского производителя ЧКЗ. Технические характеристики приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.5 – Технические характеристики КНД «REMEZA»

| | | |
|--------------------------------------|----------------------|-----|
| Модель | BK7T-15 | |
| Давление, бар | 15 | |
| Производительность и мощность | Q, м ³ /ч | 30 |
| | W, кВт | 5,5 |
| Система охлаждения | Воздушное | |

Таблица 10.6 – Технические характеристики воздухооборника

| | | |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| Обозначение | B-6,5 | B-5 |
| Объем, м³ | 6,5 | 5 |
| Расчетное давление, МПа | 1,6 | 1,6 |
| Рабочая температура, °С | От -40 до 200 | От -40 до 200 |
| Рабочая среда | Воздух | Воздух |
| Сейсмичность | До 7 баллов | До 7 баллов |

На основании проведенных расчетов в системе сжатого воздуха низкого давления 0,8 МПа принято следующее оборудование:

- два воздухооборника системы технических нужд объемом 5 м³ каждый с номинальным давлением 0,8 МПа;
- один воздухооборник системы торможения объемом 6,5 м³ с номинальным давлением 0,8 МПа;
- два компрессора (один рабочий, один резервный) производительностью 15 м³/мин каждый с номинальным давлением 0,8 МПа;

В состав оборудования пневматического хозяйства ГЭС входят:

- 1) компрессорные установки, которые оборудуются технологическими защитами и устройствами сигнализации, действующими при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, а также устройствами для автоматической остановки компрессора при понижении давления смазки для механизма движения ниже допустимой и в других случаях, предусмотренных заводской инструкции по эксплуатации компрессора конкретного типа;

Оборудование компрессорной установки для удобства расписано по узлам:

- компрессорный агрегат с двигателем, воздушными фильтрами, системой охлаждения, адсорбционными фильтрами и предохранительными клапанами на каждой ступени сжатия;

- узел трубопроводов между компрессорными агрегатами и воздухооборниками с запорными вентилями и обратным клапаном;
- узел трубопроводов между воздухооборниками, включающими в себя перепускные клапана с электроуправлением, предохранительными клапанами, запорной арматурой и продувочными вентилями;
- электроконтактные манометры и термометры для управления компрессорами и перепускными клапанами, а также для сигнализации и аварийного отключения двигателей компрессоров при отклонении их параметров от номинальных.

2) Вертикальные воздухооборники. В ходе проектирования рассмотрено 2 воздухооборника для давления 40 кгс/см², 4 – для давления 8 кгс/см², 1 – для давления 5 кгс/см².

3) Воздухопроводы, изготовленные из стальных бесшовных труб. Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращения расстройств соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование.

4) Трубопроводная арматура, применяемая в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах. Применяется арматура общепромышленного изготовления: задвижки, вентили, шаровые краны.

5) Контрольно-измерительная аппаратура позволяет следить за процессом в дистанционном формате и автоматизировать процесс работы.

Компрессорные установки должны обеспечивать бесперебойную подачу сжатого воздуха его потребителями на ГЭС даже в случае аварии или отключения для планового ремонта. В то же время не рекомендуется создавать неоправданные резервы оборудования, используемые редко, но требующие постоянного внимания в процессе эксплуатации. Важно отметить, что лишнее оборудование и арматура являются источником дополнительных утечек воздуха. Для осмотра или планового ремонта должна отключаться не более чем одна единица оборудования: компрессор, воздухооборник, перепускной клапан.

10.3 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания

На оборудование, работающее под избыточным давлением, распространяются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности на опасных производственных объектах, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводы и газопроводы, в которых рассматриваются требования к их изготовлению, монтажу, эксплуатации.

Монтаж оборудования, работающего под избыточным давлением, должен проводиться по требованиям завода изготовителя, указанным в руководстве (инструкции) по эксплуатации этого оборудования.

При монтаже оборудования под давлением применяемые материалы и полуфабрикаты должны обеспечивать безопасные эксплуатационные параметры, которые определяются их механическими свойствами, химическим составом, технологией изготовления, методами и объемами испытаний и контроля качества.

При осуществлении эксплуатации оборудования, работающего под давлением, должно обеспечиваться содержание оборудования под давлением в исправном состоянии и безопасные условия его эксплуатации.

В этих целях необходимо:

а) соблюдение требований законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности ОПО, других федеральных законов, а также настоящих ФНП и иных нормативных правовых актов Российской Федерации в области промышленной безопасности;

б) назначить приказом из числа специалистов, прошедших в аттестацию в области промышленной безопасности, ответственного (ответственных) за осуществление производственного контроля за безопасной эксплуатацией оборудования под давлением, а также ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением;

в) установить порядок поддержания оборудования рабочими, на которых возложены обязанности по обслуживанию оборудования под давлением, в исправном состоянии и ведения наблюдения за порученным оборудованием под давлением путем осмотра, проверки действия арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных и блокировочных устройств, средств сигнализации и защиты, записывая результаты осмотра и проверки в сменный журнал;

г) соблюдение требований изготовителя, установленные руководством (инструкцией) по эксплуатации, не допускать эксплуатацию неисправного (неработоспособного) и не соответствующего требованиям промышленной безопасности оборудования под давлением, у которого выявлены дефекты (повреждения), влияющие на безопасность его работы, неисправны арматура, контрольно-измерительные приборы, предохранительные и блокировочные устройства, средства сигнализации и защиты, а также если период эксплуатации превысил заявленный изготовителем срок службы (период безопасной эксплуатации), указанный в паспорте оборудования, без проведения технического диагностирования;

д) обеспечить осмотр, обслуживание, обследование, ремонт и экспертизу промышленной безопасности зданий и сооружений, предназначенных для осуществления технологических процессов с использованием оборудования под давлением, в соответствии с требованиями технических регламентов, иных федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Проведение планово-предупредительных ремонтов, для обеспечения содержания оборудования под давлением в исправном (работоспособном) состоянии и предотвращения риска аварийных ситуаций, эксплуатирующая организация осуществляет силами собственных подразделений и (или) с

привлечением специализированных организаций. Объем и периодичность работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования под давлением и его элементов определяется графиком, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации с учетом требований, указанных в руководствах (инструкциях) по эксплуатации, а также информации о текущем состоянии оборудования, полученной по результатам технических освидетельствований (диагностирования) и эксплуатационного контроля при работе оборудования под давлением.

Все компрессорное оборудование и воздухохранилища оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой (КИА), которая является комплектующей соответствующему оборудованию.

Дополнительно, по мере необходимости, компрессорные установки оснащаются КИА, нужной для автоматизации их работ.

Компрессорные установки имеют технологические защиты, устройства звуковой и световой сигнализаций, которые действуют при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, имеются устройства для автоматического останова компрессора при случаях, предусмотренных заводом-изготовителем.

Каждый воздухохранилище должен иметь манометр и предохранительный клапан. Число предохранительных клапанов и их пропускная способность должны предотвращать возможность превышения давления в воздухохранилище над рабочим.

Автоматическая защита обеспечивает быстрое выключение компрессора при нарушении нормальной работы установки и включение аварийной сигнализации.

5) Защита от повышения давления нагнетания.

Резкий рост давления нагнетания возникает при пуске компрессора с закрытым нагнетательным клапаном и нарушении процесса конденсации, связанного с неисправностью в системе охлаждения.

Автоматическая защита обеспечивает быстрое выключение компрессора при нарушении нормальной работы установки и включение аварийной сигнализации.

Для машин выше 12 кВт предусматривается предохранительный клапан, который срабатывает, перепуская пары из линии нагнетания, на сторону всасывания, когда разность давления нагнетания и всасывания превысит 1 МПа.

5) Защита от повышения температуры нагнетания.

Перегрев в линии нагнетания может возникнуть в следствие неплотностей или поломки нагнетательных и всасывающих клапанов, попадание воздуха в систему и слишком высокого давления конденсации. Для защиты используются реле температуры РТ, которое контролирует температуру нагнетаемого пара.

4) Защита от высокого пускового момента компрессора.

В начальный период пуска требуется значительный момент на валу электродвигателя для преодоления сил инерции и сопротивления компрессора. Для обеспечения надёжного пуска применяют разгрузочное устройство, снижающее момент компрессора в пусковой период.

5) Система аварийной защиты компрессорной установки.

Система включает три мембранных клапана перепада давления, соединенные с выключающим устройством, два термовыключателя установленных в линии нагнетания винтового компрессора и в линии подачи сжатого воздуха и соединенные пневмониями с выключающим устройством, два температурных датчик-реле, установленные на линиях всасывания и нагнетания винтового компрессора и, включенные в электроцепь управления компрессорной установки, блок по защите от низкого давления масла, соединенный с выключающим устройством.

Использования системы аварийной защиты компрессорной установки позволяет предупредить преждевременное изнашивания узлов и деталей компрессора, повышает их срок службы, повышает надежность эксплуатации всей компрессорной установки.

Уставки срабатывания защит для выбранного оборудования проектируемой Новомуллакаевской ГЭС приведены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Уставки срабатывания защит.

| Защита | Уставка для КВД, МПа | Уставка для КНД, МПа |
|---|----------------------|----------------------|
| Уставка включения основного компрессора | 4,1 | 0,6 |
| Уставка отключения основного компрессора | 4,35 | 0,85 |
| Уставка включения резервного компрессора | 4,05 | 0,58 |
| Аварийное отключение по высокому давлению | 4,5 | 1,0 |
| Сигнал об аварийно-низком давлении | 3,0 | 0,4 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы удалось рассчитать и определить основные элементы и параметры Новомулакаевского гидроузла на реке Уфа, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного – 0,01%, равных 1099 и 1266 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчётов была выбрана установленная мощность, равная 260 МВт. Также был определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 182,58 м. Полезный объём при отметке НПУ составил 2,33 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 989 млн. кВт · ч.

На этапе проектирования и выбора основного и вспомогательного оборудования определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 47,55 м;

расчётный – 43,24 м;

минимальный – 42,80 м.

Выбрана гидротурбина ПЛД50-В60°-500. По результатам расчётов оптимальным оказалась установка 4 гидроагрегатов, диаметрами рабочих колёс 5,0 м.

Для выбранной поворотно-лопастной диагональной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-810/160-40 с номинальной активной мощностью 65 МВт.

Структурная схема ГЭС выбрана с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства – «две системы сборных шин». По справочным и каталожным данным заводов-изготовителей выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220 У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-3000/13,8 УЗ, для ЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

Опираясь на ПУЭ рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики и выполнен расчет уставок срабатывания защит гидрогенератора.

Компоновка гидроузла принята приплотинная. В состав Новомулакаевского гидроузла входят:

- глухая левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- глухая центральная бетонная плотина;
- станционная бетонная плотина;
- глухая правобережная грунтовая плотина.

В расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины:

- ширина подошвы – 40,20 м;
- отметка подошвы – 133 м;
- отметка гребная водослива – 188,0 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 8,0 м;
- отметка гребня плотины – 188,0 м.

По расчетным данным в качестве гасителя энергии принят способ отброшенной струи.

Произведенная оценка плотины на прочность показала, что сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Следовательно, плотина Новомуллакаевской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

Рассмотрены организационные мероприятия безопасности ГТС и охраны труда эксплуатирующих подразделений. Приведены нормы и правила в процессе строительства и эксплуатации по охране окружающей среды

Технико-экономические показатели:

- срок окупаемости 13 лет;
- чистый приведенный доход NPV– 1558,1 млн. руб;
- индекс прибыльности PI–1,22;
- себестоимость электроэнергии – 0,12 руб./кВт·ч;

Таким образом, строительство Новомуллакаевской ГЭС на реке Уфа является экономически выгодным, выработанная энергия будет обеспечивать Башкирское РДУ. Станция будет участвовать в первичном регулировании, обеспечивая дополнительную надежность и устойчивость ОДУ Урала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Васильева Ю.С.. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.1 : справочное пособие/ Д.С. Щавелева Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
3. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.2 : справочное пособие/ Д.С. Щавелева Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
4. Васильев Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие/ Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
5. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 11с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Д.С. Щавелев. – Л.: Москва Энергоатомиздат, 1988 – 340 с.
7. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с
8. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
9. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
10. 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.
11. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
12. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные 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.

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

17. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

18. Правила устройства электроустановок: офиц. текст все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 (Утв. Приказом Минэнерго России от 20.05.2003 № 187). – Новосибирск: Норматика, 2020. – 482 с.

19. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974.

20. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70495114/>.

21. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

22. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) / Собрание законодательства РФ, 04.08.2014, N 31, ст. 4398.

24. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования [Электронный ресурс] //Сервис «Законы, кодексы и нормативно-правовые акты РФ», 2001. – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/rd-153-340-03301-00-vppb-01-02-95-pravila-pozharnoi-bezopasnosti/>.

25. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВи линий электропередач напряжением 6,10-750 кВ: дата введения 18.04.2018. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12.

26. СТО 56944707-29.240.10.249-2017. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: дата введения – 20.12.2007. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 131 с.

27. СТО 56944707-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: дата введения – 20.12.2007. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 131 с.

28. Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003г. №229 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] //Сервис «ЭФПиНД». – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901865958>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд реки Уфа

| Годы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Qcp |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-------|
| 1931 | 251 | 228 | 212 | 324 | 326 | 342 | 371 | 358 | 295 | 211 | 235 | 190 | 278,6 |
| 1932 | 256 | 240 | 216 | 377 | 390 | 404 | 373 | 353 | 405 | 241 | 239 | 194 | 307,3 |
| 1933 | 259 | 243 | 219 | 371 | 320 | 407 | 372 | 330 | 375 | 320 | 242 | 197 | 304,6 |
| 1934 | 295 | 277 | 249 | 515 | 320 | 618 | 593 | 430 | 371 | 275 | 276 | 224 | 370,3 |
| 1935 | 266 | 241 | 225 | 428 | 321 | 464 | 462 | 356 | 379 | 262 | 249 | 202 | 321,3 |
| 1936 | 291 | 273 | 245 | 495 | 336 | 480 | 483 | 436 | 411 | 318 | 272 | 221 | 355,1 |
| 1937 | 207 | 194 | 175 | 435 | 335 | 543 | 360 | 226 | 222 | 177 | 194 | 157 | 268,8 |
| 1938 | 213 | 200 | 180 | 354 | 332 | 462 | 307 | 321 | 272 | 188 | 200 | 162 | 265,9 |
| 1939 | 231 | 210 | 195 | 383 | 338 | 461 | 352 | 292 | 299 | 234 | 216 | 176 | 282,3 |
| 1940 | 279 | 262 | 235 | 316 | 350 | 410 | 501 | 506 | 350 | 197 | 261 | 212 | 323,3 |
| 1941 | 270 | 254 | 228 | 426 | 363 | 533 | 375 | 450 | 376 | 279 | 253 | 205 | 334,3 |
| 1942 | 244 | 230 | 206 | 488 | 371 | 451 | 346 | 336 | 366 | 235 | 229 | 185 | 307,3 |
| 1943 | 232 | 210 | 196 | 539 | 409 | 519 | 368 | 302 | 303 | 213 | 217 | 176 | 307,0 |
| 1944 | 228 | 214 | 192 | 383 | 390 | 563 | 390 | 339 | 273 | 202 | 209 | 173 | 296,3 |
| 1945 | 236 | 222 | 199 | 336 | 323 | 351 | 341 | 328 | 314 | 232 | 221 | 179 | 273,5 |
| 1946 | 240 | 226 | 203 | 317 | 314 | 410 | 387 | 316 | 256 | 240 | 225 | 182 | 276,3 |
| 1947 | 267 | 242 | 225 | 416 | 531 | 643 | 498 | 368 | 338 | 256 | 249 | 202 | 352,9 |
| 1948 | 228 | 214 | 192 | 352 | 387 | 488 | 340 | 322 | 282 | 206 | 213 | 173 | 283,1 |
| 1949 | 242 | 228 | 204 | 338 | 343 | 527 | 471 | 323 | 276 | 195 | 227 | 184 | 296,5 |
| 1950 | 241 | 227 | 204 | 361 | 343 | 512 | 512 | 379 | 259 | 191 | 226 | 183 | 303,2 |
| 1951 | 228 | 206 | 192 | 471 | 363 | 428 | 391 | 329 | 259 | 219 | 213 | 173 | 289,3 |
| 1952 | 237 | 222 | 200 | 377 | 326 | 611 | 396 | 297 | 286 | 244 | 222 | 180 | 299,8 |
| 1953 | 267 | 251 | 226 | 376 | 485 | 647 | 483 | 418 | 304 | 259 | 250 | 203 | 347,4 |
| 1954 | 235 | 220 | 198 | 373 | 395 | 494 | 316 | 319 | 321 | 245 | 220 | 178 | 292,8 |
| 1955 | 240 | 218 | 203 | 405 | 362 | 337 | 378 | 345 | 294 | 232 | 225 | 182 | 285,1 |
| 1956 | 240 | 225 | 202 | 445 | 465 | 517 | 398 | 326 | 322 | 204 | 224 | 182 | 312,5 |
| 1957 | 231 | 218 | 195 | 293 | 274 | 443 | 347 | 290 | 307 | 233 | 216 | 176 | 268,6 |
| 1958 | 241 | 226 | 203 | 397 | 328 | 516 | 375 | 309 | 339 | 230 | 225 | 183 | 297,7 |
| 1959 | 253 | 232 | 214 | 471 | 441 | 575 | 378 | 311 | 275 | 252 | 335 | 208 | 328,8 |
| 1960 | 291 | 263 | 233 | 460 | 541 | 481 | 475 | 400 | 352 | 297 | 402 | 214 | 367,4 |
| 1961 | 262 | 249 | 254 | 403 | 358 | 401 | 364 | 396 | 366 | 263 | 273 | 219 | 317,3 |
| 1962 | 238 | 215 | 199 | 350 | 363 | 385 | 410 | 368 | 327 | 237 | 256 | 174 | 293,5 |
| 1963 | 254 | 218 | 194 | 466 | 472 | 436 | 359 | 321 | 216 | 228 | 225 | 205 | 299,5 |
| 1964 | 298 | 274 | 254 | 408 | 396 | 669 | 620 | 439 | 365 | 270 | 279 | 228 | 375,0 |
| 1965 | 272 | 231 | 214 | 526 | 942 | 510 | 440 | 423 | 351 | 326 | 339 | 224 | 399,8 |

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

| Годы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Ср |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-------|
| 1966 | 277 | 285 | 267 | 423 | 721 | 591 | 528 | 385 | 397 | 275 | 369 | 227 | 395,4 |
| 1967 | 209 | 186 | 170 | 420 | 517 | 445 | 504 | 342 | 287 | 204 | 251 | 169 | 308,7 |
| 1968 | 291 | 254 | 253 | 337 | 415 | 482 | 421 | 295 | 329 | 250 | 256 | 243 | 318,8 |
| 1969 | 283 | 249 | 227 | 522 | 356 | 828 | 526 | 432 | 347 | 250 | 292 | 197 | 375,8 |
| 1970 | 222 | 210 | 192 | 335 | 546 | 511 | 476 | 354 | 271 | 219 | 223 | 190 | 312,4 |
| 1971 | 138 | 133 | 130 | 250 | 351 | 327 | 237 | 170 | 178 | 121 | 102 | 106 | 186,9 |
| 1972 | 247 | 196 | 182 | 354 | 741 | 482 | 373 | 367 | 344 | 250 | 196 | 199 | 327,6 |
| 1973 | 201 | 168 | 148 | 306 | 315 | 230 | 222 | 214 | 197 | 150 | 264 | 165 | 215,0 |
| 1974 | 259 | 226 | 200 | 408 | 652 | 506 | 423 | 475 | 426 | 289 | 251 | 187 | 358,5 |
| 1975 | 250 | 237 | 209 | 416 | 453 | 359 | 327 | 341 | 385 | 238 | 198 | 225 | 303,2 |
| 1976 | 240 | 231 | 205 | 289 | 520 | 500 | 448 | 380 | 353 | 274 | 238 | 240 | 326,5 |
| 1977 | 284 | 276 | 247 | 373 | 323 | 415 | 431 | 363 | 365 | 243 | 244 | 212 | 314,7 |
| 1978 | 263 | 237 | 212 | 443 | 358 | 450 | 342 | 327 | 358 | 244 | 205 | 204 | 303,6 |
| 1979 | 251 | 241 | 217 | 516 | 341 | 512 | 343 | 335 | 317 | 214 | 222 | 176 | 307,1 |
| 1980 | 327 | 296 | 252 | 395 | 665 | 615 | 630 | 419 | 353 | 295 | 243 | 263 | 396,1 |
| 1981 | 250 | 208 | 194 | 409 | 259 | 455 | 375 | 330 | 262 | 186 | 156 | 191 | 272,9 |
| 1982 | 224 | 190 | 181 | 236 | 328 | 555 | 504 | 391 | 330 | 223 | 279 | 169 | 300,8 |
| 1983 | 237 | 212 | 187 | 415 | 346 | 552 | 426 | 318 | 321 | 288 | 234 | 161 | 308,1 |
| 1984 | 169 | 147 | 110 | 308 | 268 | 431 | 323 | 230 | 291 | 193 | 179 | 113 | 230,2 |
| 1985 | 256 | 229 | 202 | 290 | 340 | 533 | 293 | 285 | 353 | 242 | 240 | 191 | 287,8 |
| 1986 | 209 | 203 | 191 | 367 | 390 | 596 | 405 | 307 | 243 | 180 | 155 | 197 | 286,9 |
| 1987 | 266 | 235 | 231 | 366 | 402 | 681 | 446 | 276 | 292 | 201 | 150 | 224 | 314,2 |
| 1988 | 342 | 337 | 308 | 435 | 857 | 591 | 516 | 494 | 394 | 288 | 228 | 268 | 421,5 |
| 1989 | 335 | 319 | 323 | 457 | 626 | 639 | 494 | 380 | 385 | 301 | 320 | 275 | 404,5 |
| 1990 | 282 | 282 | 269 | 470 | 413 | 456 | 417 | 289 | 238 | 199 | 218 | 257 | 315,8 |
| 1991 | 291 | 243 | 207 | 320 | 381 | 510 | 415 | 291 | 268 | 197 | 198 | 188 | 292,4 |
| 1992 | 347 | 317 | 311 | 405 | 513 | 429 | 402 | 258 | 300 | 187 | 182 | 228 | 323,3 |
| 1993 | 319 | 261 | 261 | 475 | 451 | 430 | 81 | 277 | 333 | 230 | 276 | 224 | 301,5 |
| 1994 | 273 | 198 | 298 | 528 | 736 | 809 | 498 | 425 | 277 | 194 | 181 | 238 | 387,9 |
| 1995 | 235 | 258 | 277 | 434 | 791 | 431 | 433 | 427 | 309 | 207 | 183 | 259 | 353,7 |
| 1996 | 230 | 207 | 199 | 342 | 567 | 367 | 299 | 286 | 270 | 181 | 111 | 212 | 272,6 |
| 1997 | 267 | 237 | 120 | 496 | 677 | 647 | 287 | 268 | 266 | 200 | 256 | 201 | 326,8 |
| 1998 | 341 | 322 | 335 | 500 | 696 | 677 | 474 | 416 | 333 | 285 | 262 | 261 | 408,5 |
| 1999 | 281 | 285 | 283 | 398 | 790 | 382 | 419 | 392 | 287 | 209 | 317 | 193 | 353,0 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

| № | Годы | Q ср год | Годы | Q пол | Годы | Q меж | P, % |
|----|------|----------|------|-------|------|-------|------|
| 1 | 1988 | 421,5 | 1994 | 599,2 | 1989 | 322,6 | 1,4 |
| 2 | 1998 | 408,5 | 1988 | 578,6 | 1988 | 309,3 | 2,9 |
| 3 | 1989 | 404,5 | 1965 | 568,2 | 1998 | 305,6 | 4,3 |
| 4 | 1965 | 399,8 | 1998 | 552,6 | 1966 | 299,1 | 5,7 |
| 5 | 1980 | 396,1 | 1980 | 544,8 | 1960 | 293,1 | 7,1 |
| 6 | 1966 | 395,4 | 1969 | 532,8 | 1980 | 289,9 | 8,6 |
| 7 | 1994 | 387,9 | 1966 | 530,2 | 1936 | 281,6 | 10,0 |
| 8 | 1969 | 375,8 | 1989 | 519,2 | 1964 | 281,1 | 11,4 |
| 9 | 1964 | 375,0 | 1974 | 506,8 | 1965 | 279,6 | 12,9 |
| 10 | 1934 | 370,3 | 1964 | 506,4 | 1934 | 273,7 | 14,3 |
| 11 | 1960 | 367,4 | 1934 | 505,4 | 1993 | 272,0 | 15,7 |
| 12 | 1974 | 358,5 | 1995 | 503,2 | 1992 | 267,4 | 17,1 |
| 13 | 1936 | 355,1 | 1947 | 491,2 | 1968 | 265,1 | 18,6 |
| 14 | 1995 | 353,7 | 1953 | 481,8 | 1999 | 265,0 | 20,0 |
| 15 | 1999 | 353,0 | 1999 | 476,2 | 1969 | 263,6 | 21,4 |
| 16 | 1947 | 352,9 | 1997 | 475,0 | 1961 | 262,3 | 22,9 |
| 17 | 1953 | 347,4 | 1960 | 471,4 | 1941 | 259,3 | 24,3 |
| 18 | 1941 | 332,7 | 1972 | 467,4 | 1977 | 258,7 | 25,7 |
| 19 | 1959 | 328,8 | 1936 | 458,0 | 1947 | 254,1 | 27,1 |
| 20 | 1972 | 327,6 | 1967 | 445,6 | 1933 | 253,6 | 28,6 |
| 21 | 1997 | 326,8 | 1970 | 444,4 | 1959 | 252,7 | 30,0 |
| 22 | 1976 | 326,5 | 1941 | 435,4 | 1974 | 252,6 | 31,4 |
| 23 | 1940 | 323,3 | 1959 | 435,2 | 1940 | 252,3 | 32,9 |
| 24 | 1992 | 323,3 | 1987 | 434,2 | 1935 | 252,0 | 34,3 |
| 25 | 1935 | 321,3 | 1976 | 433,4 | 1953 | 251,4 | 35,7 |
| 26 | 1968 | 318,8 | 1956 | 432,2 | 1976 | 250,1 | 37,1 |
| 27 | 1990 | 315,8 | 1943 | 427,4 | 1990 | 249,3 | 38,6 |
| 28 | 1987 | 314,2 | 1940 | 422,6 | 1995 | 246,9 | 40,0 |
| 29 | 1977 | 313,8 | 1950 | 421,4 | 1978 | 237,9 | 41,4 |
| 30 | 1956 | 312,5 | 1935 | 418,2 | 1932 | 237,4 | 42,9 |
| 31 | 1970 | 312,4 | 1983 | 414,4 | 1994 | 237,0 | 44,3 |
| 32 | 1961 | 312,1 | 1944 | 413,0 | 1975 | 236,7 | 45,7 |
| 33 | 1967 | 308,7 | 1986 | 413,0 | 1985 | 234,7 | 47,1 |

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

| № | Годы | Q ср год | Годы | Q пол | Годы | Q меж | P, % |
|----|------|----------|------|-------|------|-------|------|
| 34 | 1983 | 308,1 | 1979 | 411,4 | 1942 | 233,6 | 48,6 |
| 35 | 1942 | 307,3 | 1963 | 410,8 | 1979 | 232,6 | 50,0 |
| 36 | 1979 | 307,1 | 1942 | 410,4 | 1983 | 232,1 | 51,4 |
| 37 | 1943 | 307,0 | 1990 | 409,0 | 1962 | 230,1 | 52,9 |
| 38 | 1933 | 306,3 | 1982 | 408,8 | 1931 | 229,4 | 54,3 |
| 39 | 1932 | 304,9 | 1952 | 401,4 | 1958 | 228,9 | 55,7 |
| 40 | 1978 | 303,6 | 1992 | 401,4 | 1987 | 228,4 | 57,1 |
| 41 | 1950 | 303,2 | 1949 | 400,4 | 1972 | 227,7 | 58,6 |
| 42 | 1975 | 303,2 | 1932 | 399,4 | 1991 | 227,4 | 60,0 |
| 43 | 1993 | 301,5 | 1951 | 396,4 | 1952 | 227,3 | 61,4 |
| 44 | 1982 | 300,8 | 1975 | 396,2 | 1956 | 227,0 | 62,9 |
| 45 | 1952 | 299,8 | 1978 | 395,6 | 1954 | 226,7 | 64,3 |
| 46 | 1963 | 299,5 | 1968 | 394,0 | 1955 | 226,3 | 65,7 |
| 47 | 1949 | 296,5 | 1977 | 391,0 | 1946 | 224,6 | 67,1 |
| 48 | 1944 | 296,3 | 1958 | 388,0 | 1982 | 223,7 | 68,6 |
| 49 | 1958 | 295,2 | 1954 | 385,4 | 1949 | 222,3 | 70,0 |
| 50 | 1962 | 294,3 | 1962 | 384,2 | 1945 | 221,9 | 71,4 |
| 51 | 1954 | 292,8 | 1991 | 383,4 | 1943 | 221,0 | 72,9 |
| 52 | 1991 | 292,4 | 1961 | 381,8 | 1997 | 221,0 | 74,3 |
| 53 | 1951 | 289,3 | 1933 | 380,0 | 1939 | 220,1 | 75,7 |
| 54 | 1986 | 286,9 | 1937 | 379,8 | 1963 | 220,0 | 77,1 |
| 55 | 1985 | 285,3 | 1948 | 377,8 | 1957 | 219,4 | 78,6 |
| 56 | 1955 | 285,1 | 1996 | 372,2 | 1950 | 218,7 | 80,0 |
| 57 | 1948 | 283,1 | 1939 | 369,2 | 1970 | 218,1 | 81,4 |
| 58 | 1939 | 282,3 | 1955 | 367,4 | 1948 | 215,4 | 82,9 |
| 59 | 1931 | 278,6 | 1981 | 365,6 | 1944 | 213,0 | 84,3 |
| 60 | 1946 | 276,3 | 1938 | 357,2 | 1951 | 212,9 | 85,7 |
| 61 | 1981 | 272,9 | 1985 | 356,2 | 1967 | 210,9 | 87,1 |
| 62 | 1996 | 272,6 | 1946 | 348,8 | 1981 | 206,7 | 88,6 |
| 63 | 1945 | 271,0 | 1931 | 347,4 | 1996 | 201,4 | 90,0 |
| 64 | 1937 | 268,8 | 1993 | 342,8 | 1938 | 200,7 | 91,4 |
| 65 | 1957 | 268,6 | 1945 | 339,8 | 1986 | 196,9 | 92,9 |
| 66 | 1938 | 265,9 | 1957 | 337,4 | 1937 | 189,4 | 94,3 |
| 67 | 1984 | 228,0 | 1984 | 320,0 | 1973 | 184,7 | 95,7 |
| 68 | 1973 | 215,0 | 1971 | 267,0 | 1984 | 162,3 | 97,1 |
| 69 | 1971 | 186,9 | 1973 | 257,4 | 1971 | 129,7 | 98,6 |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ и по требованиям ВХК

| Режим работы ГЭС при- НПУ | | | | | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
| Q | 150 | 186 | 198 | 394 | 457 | 396 | 356 | 346 | 215 | 207 | 178 | 167 |
| Zвб, м | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 |
| Zнб,м | 138 | 138 | 138 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 138 | 138 | 138 | 138 |
| Нгэс, м | 46,7 | 46,4 | 46,3 | 45,6 | 45,4 | 45,5 | 45,6 | 45,7 | 46,3 | 46,3 | 46,5 | 46 |
| Нбыт, МВт | 60 | 73 | 78 | 153 | 177 | 153 | 138 | 134 | 85 | 82 | 70 | 66 |
| Режим работы ГЭС по требованиям ВХК | | | | | | | | | | | | |
| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
| Q | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 |
| Zвб, м | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 | 185 |
| Zнб,м | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 |
| Нгэс, м | 46,5 | 46,5 | 46,5 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 46,5 | 46,5 | 46 |
| НВХК, МВт | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 |
| Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку | | | | | | | | | | | | |
| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
| Нбыт, МВт | 60 | 73 | 78 | 153 | 177 | 153 | 138 | 134 | 85 | 82 | 70 | 66 |
| НВХК, МВт | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 |
| Нбыт-Н ВХК, МВт | -12 | 2 | 7 | 81 | 105 | 82 | 67 | 63 | 13 | 10 | -1 | -5 |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Данные для построения баланса энергии

| Месяц | Рср, МВт | Нсущ, МВт | Нбыт, МВт | НВХК, МВт | Нгар, МВт - в первом приближении | Нгар, МВт - конечный вариант |
|-------|----------|-----------|-----------|-----------|----------------------------------|------------------------------|
| I | 3370 | 81 | 60 | 71 | 207 | 172 |
| II | 3218 | 77 | 73 | 71 | 140 | 105 |
| III | 3091 | 74 | 78 | 71 | по ВХК | по ВХК |
| IV | 2955 | 61 | 153 | 71 | | |
| V | 2828 | 57 | 177 | 71 | | |
| VI | 2757 | 54 | 153 | 71 | | |
| VII | 2757 | 54 | 138 | 71 | | |
| VIII | 2828 | 57 | 134 | 71 | | |
| IX | 2955 | 61 | 85 | 71 | | |
| X | 3091 | 74 | 82 | 71 | | |
| XI | 3218 | 77 | 70 | 71 | 140 | 105 |
| XII | 3370 | 81 | 66 | 71 | 207 | 172 |

Продолжение приложения Б

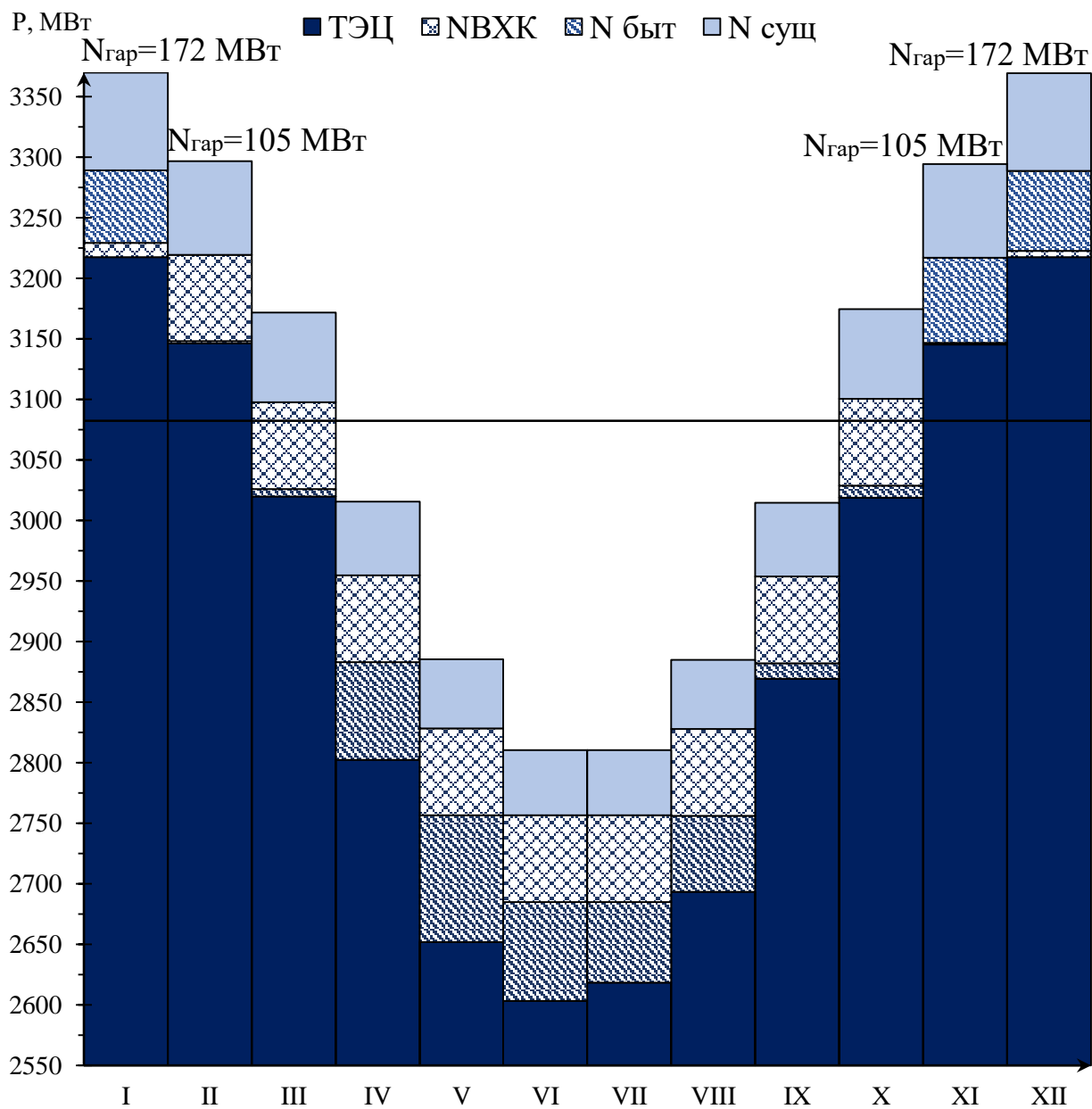


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

| Мес. | Qбыт, м³/с | Qшл, м³/с | Qф, м³/с | Qисп, м³/с | Qлёд, м³/с | Qпол.б., м³/с | Qвдх., м³/с | Qвхк, м³/с | Qгэс, м³/с | Qсбр., м³/с | Qнб, м³/с | Vнач., км³ | ΔV, км³ | Vкон., км³ | Zнач.ВБ, м | Zкон.ВБ, м | Zср.ВБ, м | ZНБ, м | Нгэс, м | Нгэс, МВт | Нгар, МВт |
|------|------------|-----------|----------|------------|------------|---------------|-------------|------------|------------|-------------|-----------|------------|---------|------------|------------|------------|-----------|--------|---------|-----------|-----------|
| XI | 178,2 | 0 | 2,7 | 17,8 | 3,3 | 154,4 | 209,2 | 180 | 363,5 | 0 | 366,3 | 15,28 | 0,54 | 14,7 | 185,00 | 184,47 | 184,73 | 139,23 | 45 | 140 | 140 |
| XII | 166,8 | 0 | 2,7 | 16,7 | 4,9 | 142,5 | 411,7 | 180 | 554,2 | 0 | 556,9 | 14,74 | 1,07 | 13,7 | 184,47 | 183,38 | 183,92 | 139,68 | 44 | 207 | 207 |
| I | 150,0 | 0 | 2,7 | 15,0 | 7,9 | 124,4 | 445,8 | 180 | 570,2 | 0 | 572,9 | 13,67 | 1,16 | 12,5 | 183,38 | 182,05 | 182,71 | 139,70 | 43 | 207 | 207 |
| II | 186,0 | 0 | 2,7 | 18,6 | 6,1 | 158,6 | 231,9 | 180 | 390,5 | 0 | 393,2 | 12,52 | 0,60 | 11,9 | 182,05 | 181,27 | 181,66 | 139,32 | 42 | 140 | 140 |
| III | 197,8 | 0 | 2,7 | 19,8 | 4,2 | 171,1 | 6,2 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 11,91 | 0,02 | 11,9 | 181,27 | 181,25 | 181,26 | 138,23 | 43 | 64 | по ВХК |
| IV | 394,0 | 0 | 2,7 | 39,4 | 2,3 | 349,6 | -172,3 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 11,90 | -0,45 | 12,3 | 181,25 | 181,84 | 181,54 | 138,12 | 43 | 65 | по ВХК |
| V | 457,0 | 0 | 2,7 | 45,7 | 0,8 | 407,8 | -230,5 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 12,34 | -0,60 | 12,9 | 181,84 | 182,56 | 182,20 | 138,12 | 44 | 66 | по ВХК |
| VI | 396,0 | 0 | 2,7 | 39,6 | -13,2 | 366,9 | -189,6 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 12,94 | -0,49 | 13,4 | 182,56 | 183,12 | 182,84 | 138,12 | 44 | 67 | по ВХК |
| VII | 356,0 | 0 | 2,7 | 35,6 | -18,4 | 336,1 | -158,8 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 13,43 | -0,41 | 13,8 | 183,12 | 183,56 | 183,34 | 138,12 | 45 | 68 | по ВХК |
| VIII | 346,0 | 0 | 2,7 | 34,6 | 0 | 308,7 | -131,4 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 13,84 | -0,34 | 14,2 | 183,56 | 183,91 | 183,74 | 138,12 | 45 | 68 | по ВХК |
| IX | 215,2 | 0 | 2,7 | 21,5 | 0 | 191,0 | -13,7 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 14,19 | -0,04 | 14,2 | 183,91 | 183,95 | 183,93 | 138,12 | 46 | 69 | по ВХК |
| X | 207,4 | 0 | 2,7 | 20,7 | 2,1 | 181,9 | -4,6 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 14,22 | -0,01 | 14,2 | 183,95 | 183,96 | 183,96 | 138,23 | 45 | 68 | по ВХК |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

| Мес. | Qбыт, м³/с | Qшл, м³/с | Qф, м³/с | Qисп, м³/с | Qлэд, м³/с | Qпол.б., м³/с | Qвдх., м³/с | Qвхк, м³/с | Qгэс, м³/с | Qсбр., м³/с | Qнб, м³/с | Vнач.,км³ | ΔV, км³ | Vкон.,к км³ | Zнач.ВБ, м | Zкон.ВБ, м | Zср.ВБ, м | ZНБ, м | Hгэс, м | Nгэс, МВт | Nгар, МВт |
|------|---------------|--------------|----------|---------------|------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|-----------|-----------|---------|----------------|---------------|---------------|-----------|--------|---------|--------------|--------------|
| XI | XI | 178,2 | 0 | 2,7 | 17,8 | 3,3 | 154,4 | 116,7 | 180 | 271,1 | 0 | 273,8 | 15,28 | 0,30 | 14,98 | 185,00 | 184,71 | 184,85 | 138,83 | 46 | 105 |
| XII | XII | 166,8 | 0 | 2,7 | 16,7 | 4,9 | 142,5 | 311,5 | 180 | 453,9 | 0 | 456,6 | 14,98 | 0,81 | 14,17 | 184,71 | 183,90 | 184,30 | 139,49 | 45 | 172 |
| I | I | 150,0 | 0 | 2,7 | 15,0 | 7,9 | 124,4 | 338,3 | 180 | 462,7 | 0 | 465,4 | 14,17 | 0,88 | 13,29 | 183,90 | 182,96 | 183,43 | 139,51 | 44 | 172 |
| II | II | 186,0 | 0 | 2,7 | 18,6 | 6,1 | 158,6 | 124,8 | 180 | 283,4 | 0 | 286,1 | 13,29 | 0,32 | 12,97 | 182,96 | 182,60 | 182,78 | 138,89 | 44 | 105 |
| III | III | 197,8 | 0 | 2,7 | 19,8 | 4,2 | 171,1 | 6,3 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 12,97 | 0,02 | 12,95 | 182,60 | 182,58 | 182,59 | 138,23 | 44 | 66 |
| IV | IV | 394,0 | 0 | 2,7 | 39,4 | 2,3 | 349,6 | -172,3 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 12,95 | -0,45 | 13,40 | 182,58 | 183,08 | 182,83 | 138,12 | 44 | 67 |
| V | V | 457,0 | 0 | 2,7 | 45,7 | 0,8 | 407,8 | -230,5 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 13,40 | -0,60 | 14,00 | 183,08 | 183,72 | 183,40 | 138,12 | 45 | 68 |
| VI | VI | 396,0 | 0 | 2,7 | 39,6 | -13,2 | 366,9 | -189,6 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 14,00 | -0,49 | 14,49 | 183,72 | 184,22 | 183,97 | 138,12 | 46 | 69 |
| VII | VII | 356,0 | 0 | 2,7 | 35,6 | -18,4 | 336,1 | -158,8 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 14,49 | -0,41 | 14,90 | 184,22 | 184,63 | 184,43 | 138,12 | 46 | 69 |
| VIII | VIII | 346,0 | 0 | 2,7 | 34,6 | 0 | 308,7 | -131,4 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 14,90 | -0,34 | 15,24 | 184,63 | 184,97 | 184,80 | 138,12 | 46 | 70 |
| IX | IX | 215,2 | 0 | 2,7 | 21,5 | 0 | 191,0 | -13,6 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 15,24 | -0,04 | 15,28 | 184,97 | 185,00 | 184,98 | 138,12 | 47 | 70 |
| X | X | 207,4 | 0 | 2,7 | 20,7 | 2,1 | 181,9 | -4,5 | 180 | 177,3 | 0 | 180,0 | 15,28 | -0,01 | 15,28 | 185,00 | 185,00 | 185,00 | 138,23 | 46 | 70 |

Продолжение приложения Б

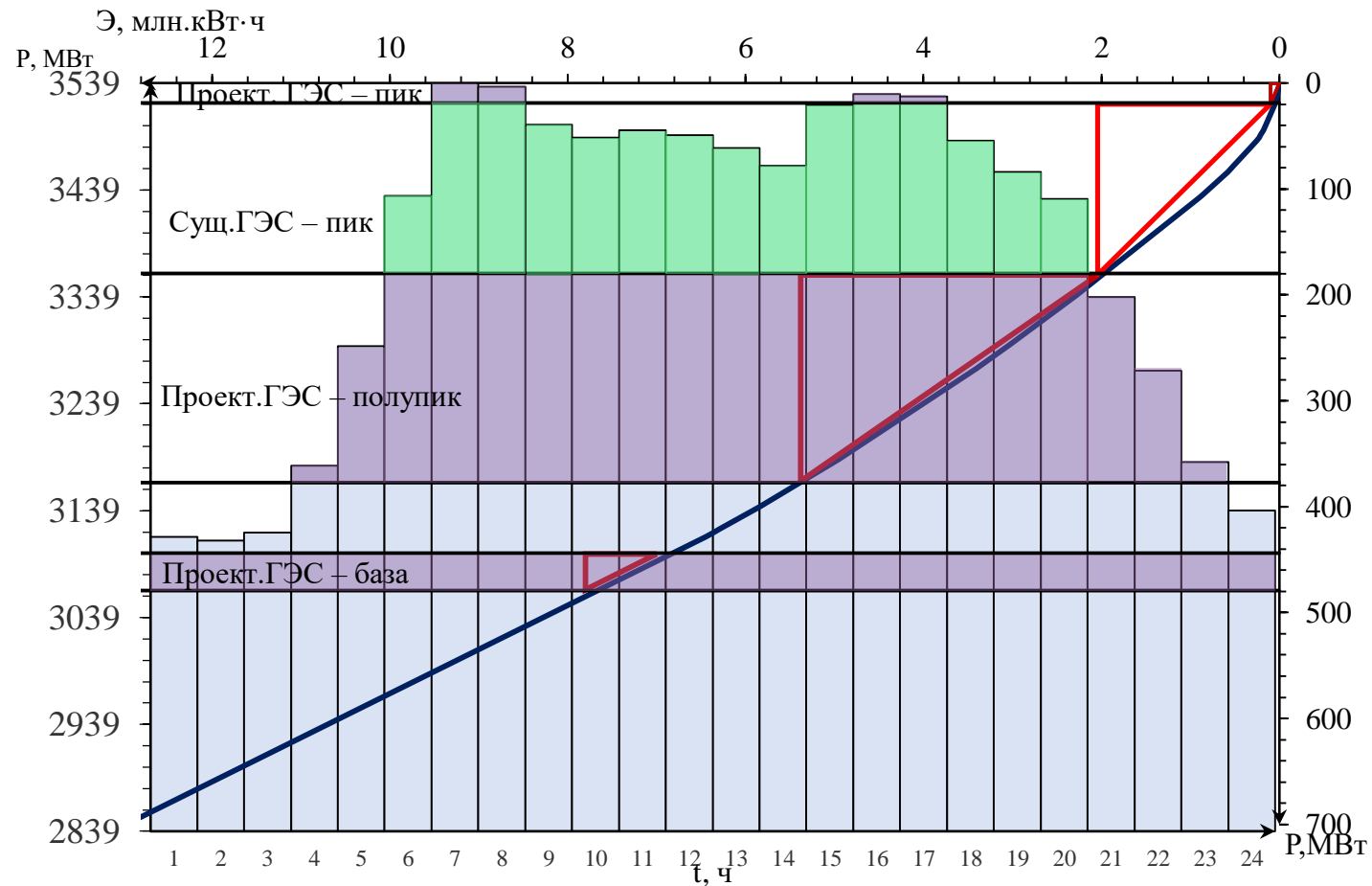


Рисунок Б.2 – График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения Б

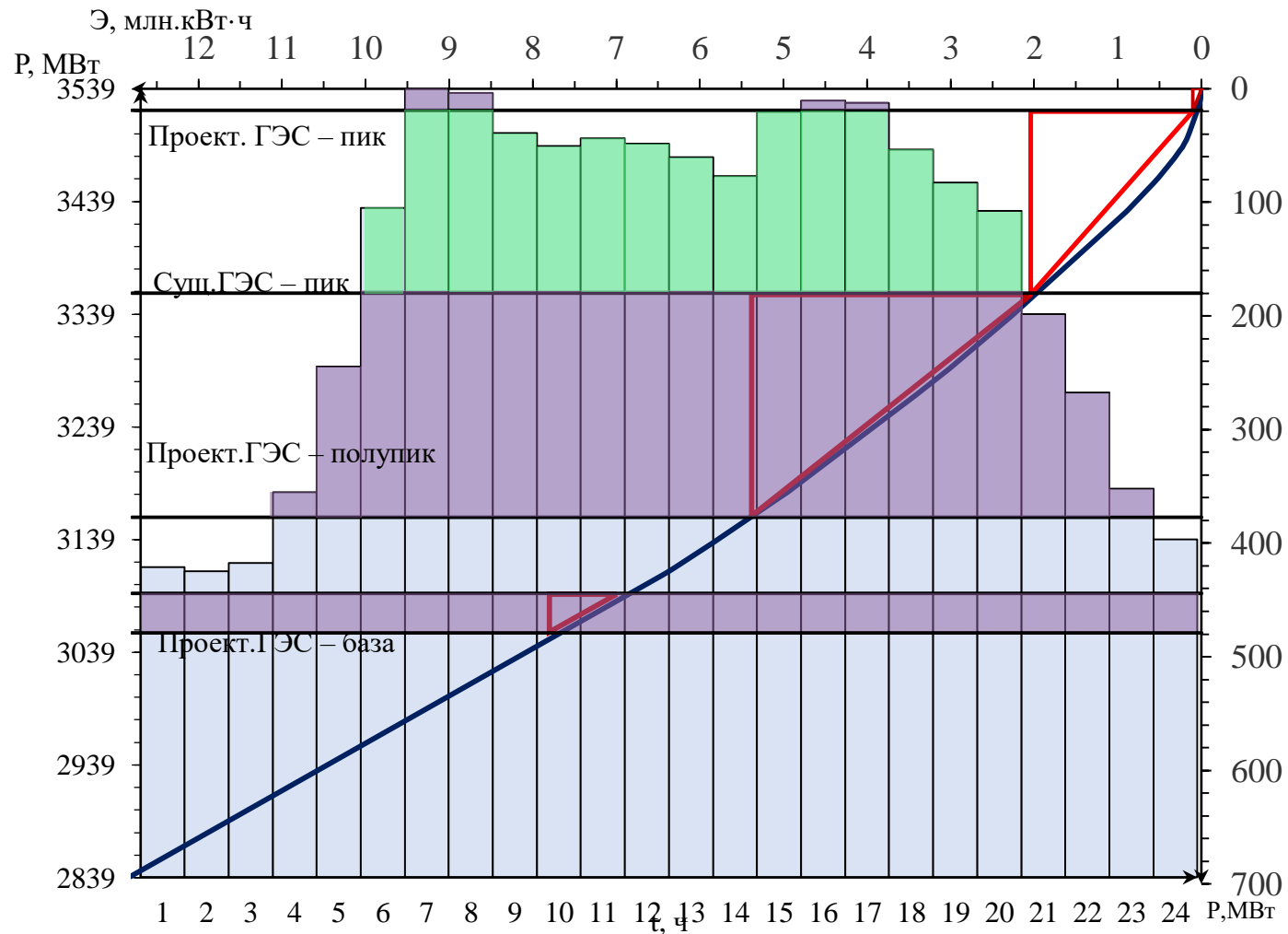


Рисунок Б.3 – График нагрузки и ИКН (февраль)

Продолжение приложения Б

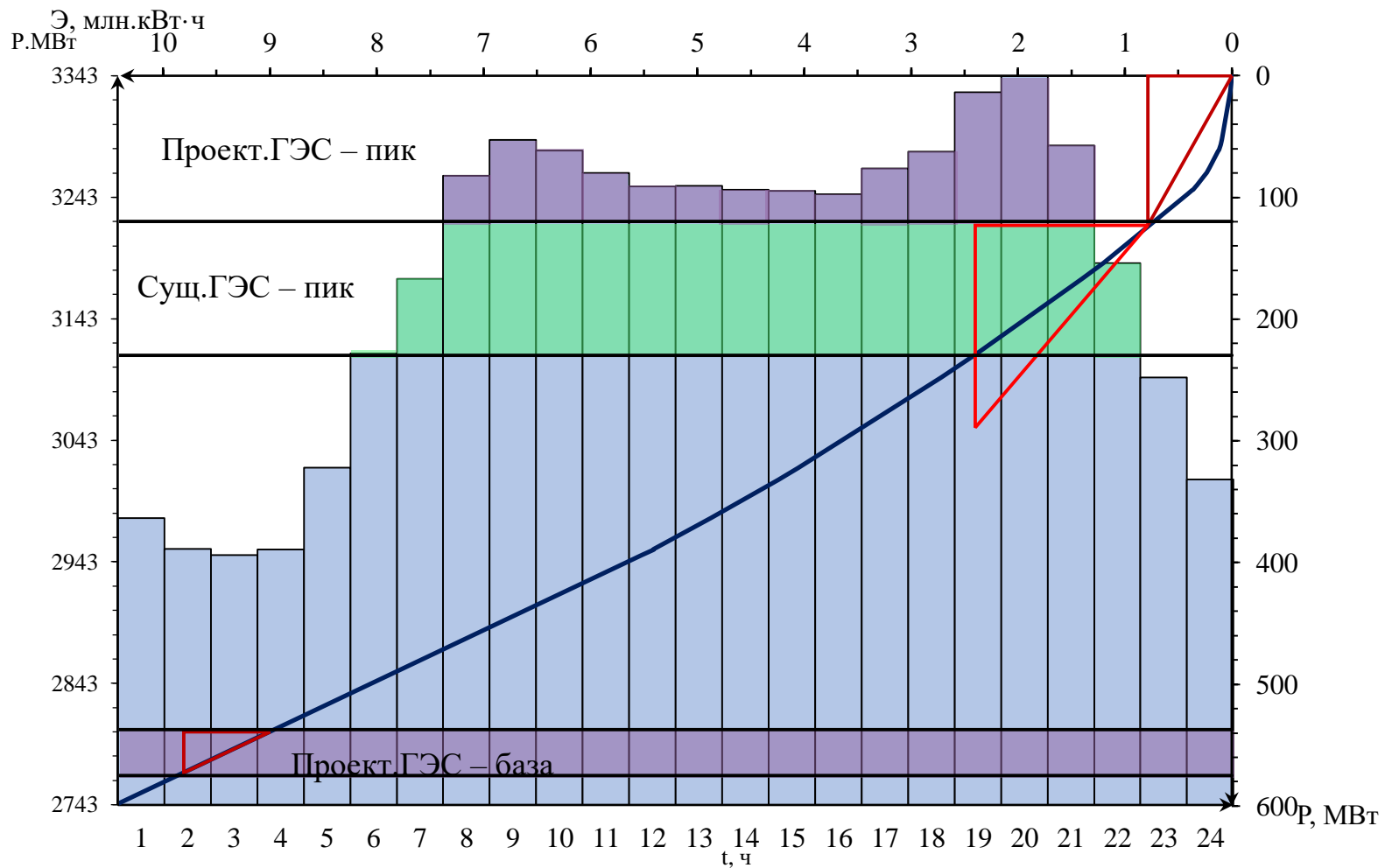


Рисунок Б.4 – График нагрузки и ИКН (март)

Продолжение приложения Б

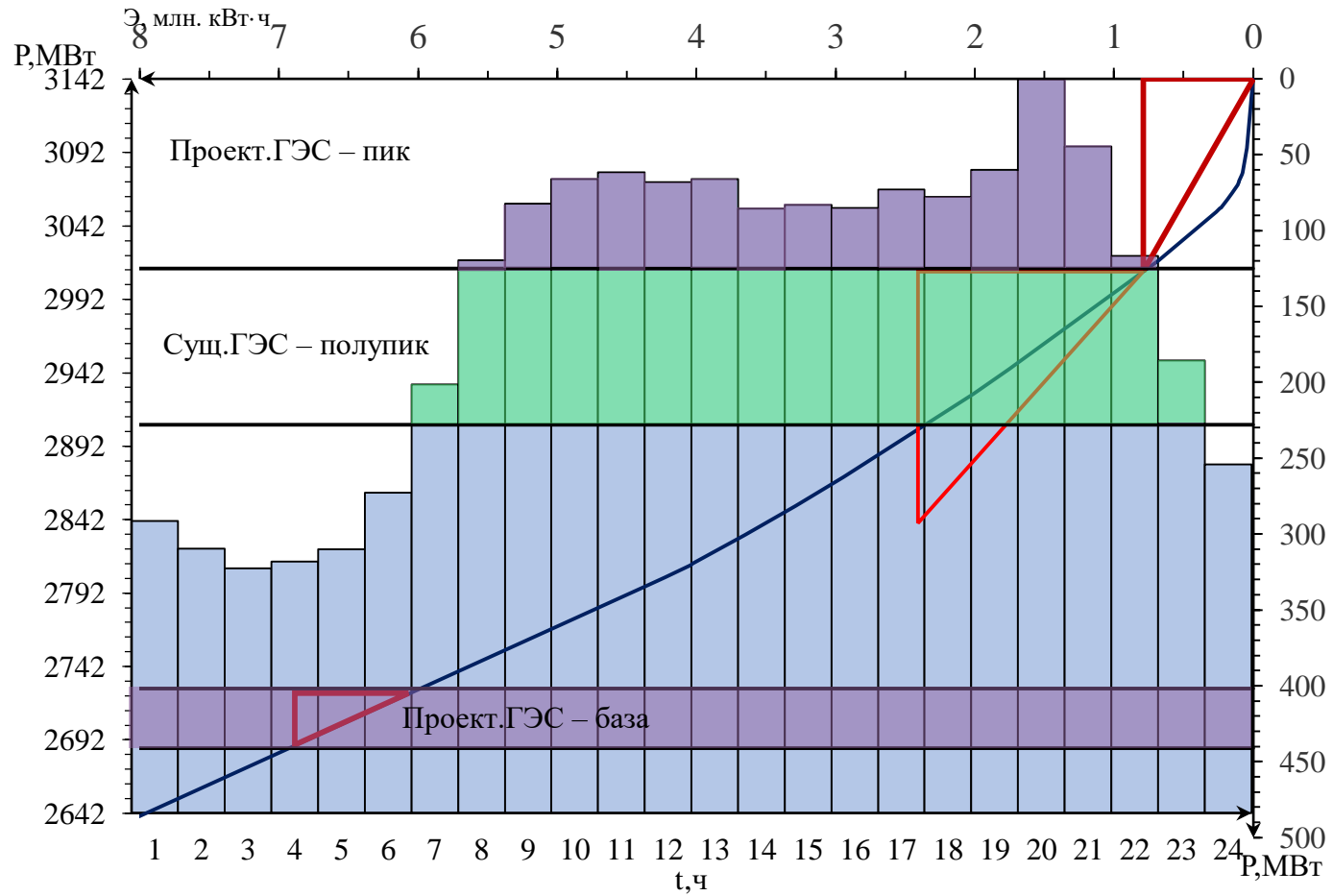


Рисунок Б.5 – График нагрузки и ИКН (апрель)

Продолжение приложения Б

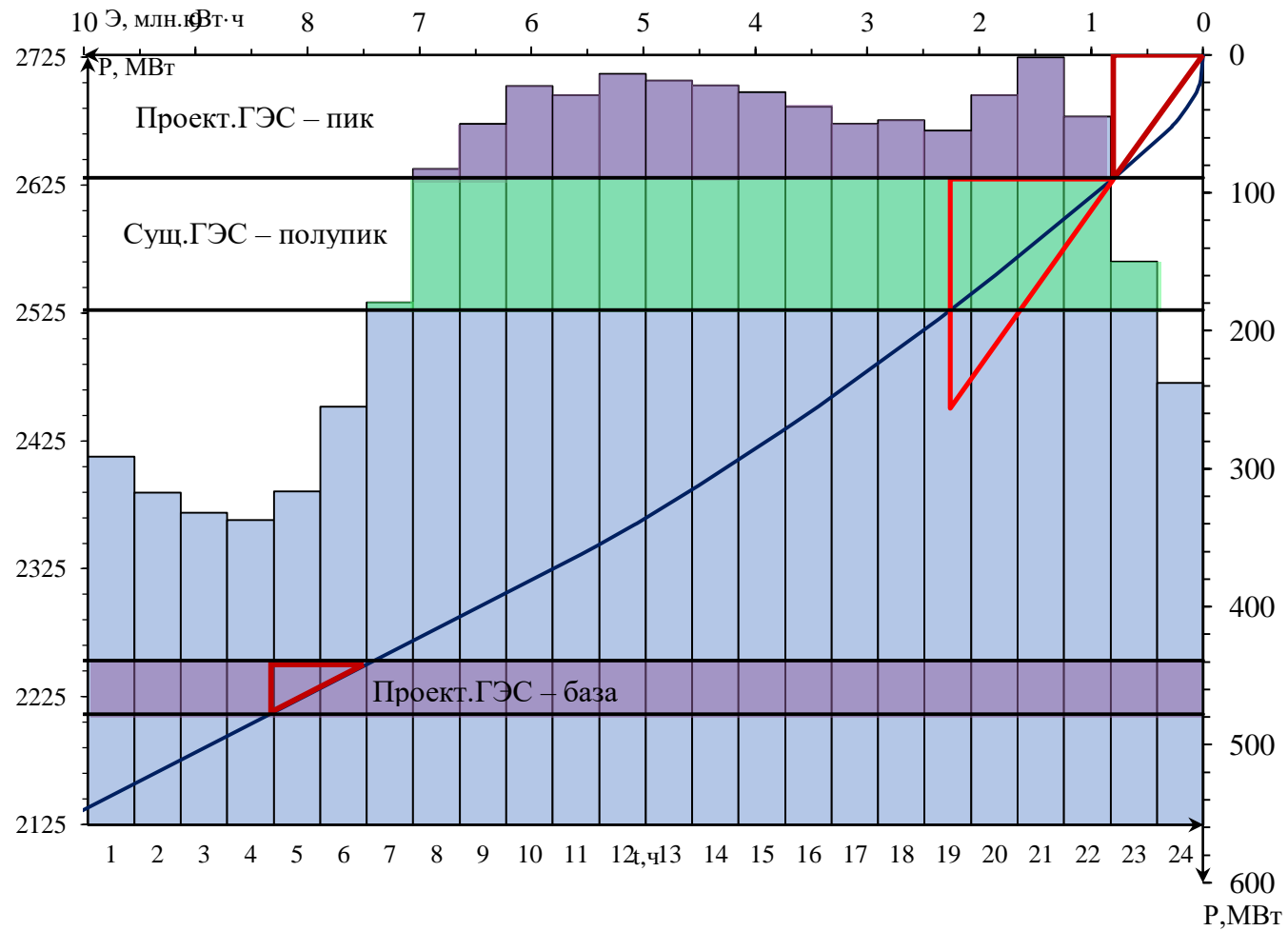


Рисунок Б.6 – График нагрузки и ИКН (май)

Продолжение приложения Б

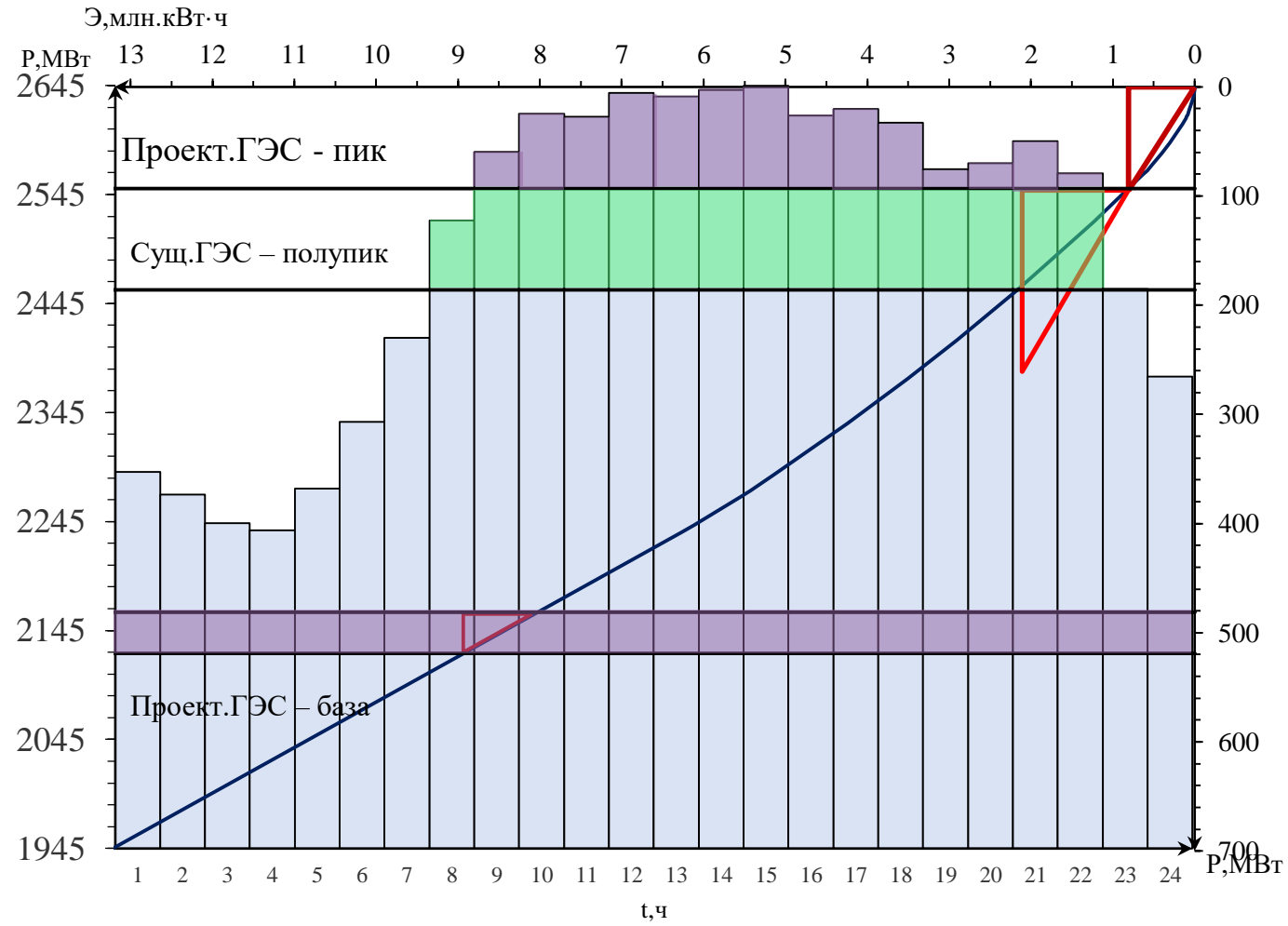


Рисунок Б.7 – График нагрузки и ИКН (июнь)

Продолжение приложения Б

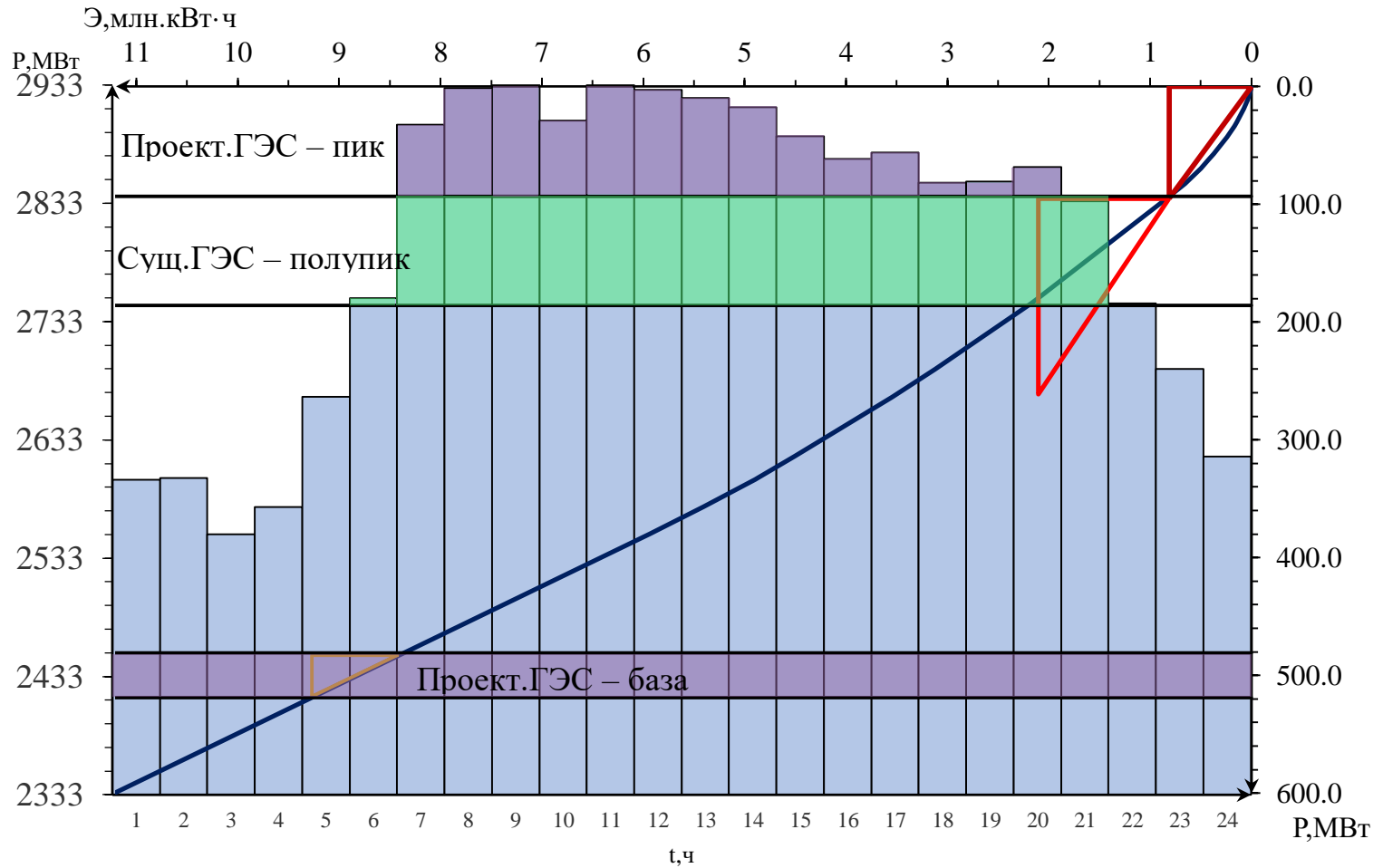


Рисунок Б.8 – График нагрузки и ИКН (июль)

Продолжение приложения Б

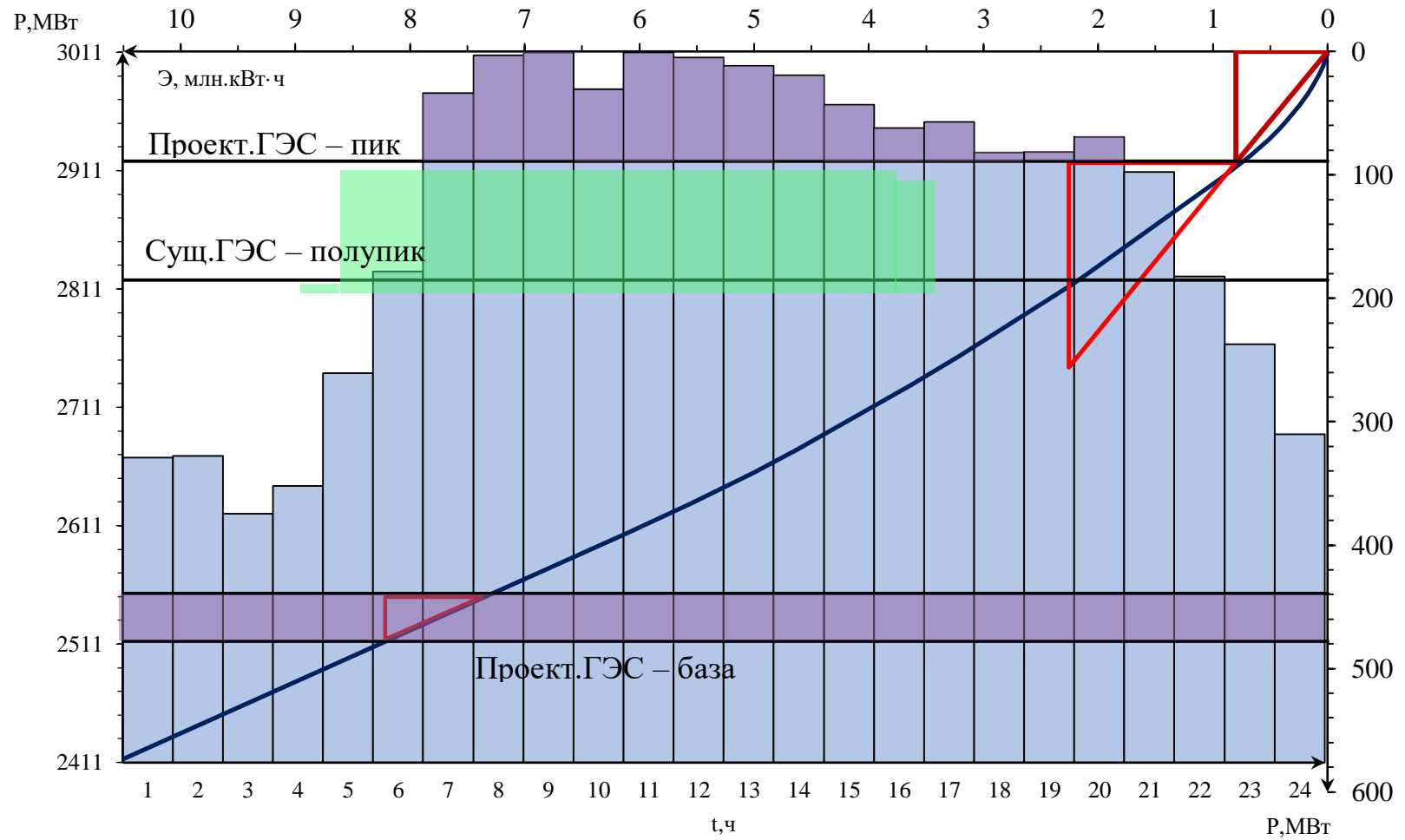


Рисунок Б.9 – График нагрузки и ИКН (август)

Продолжение приложения Б

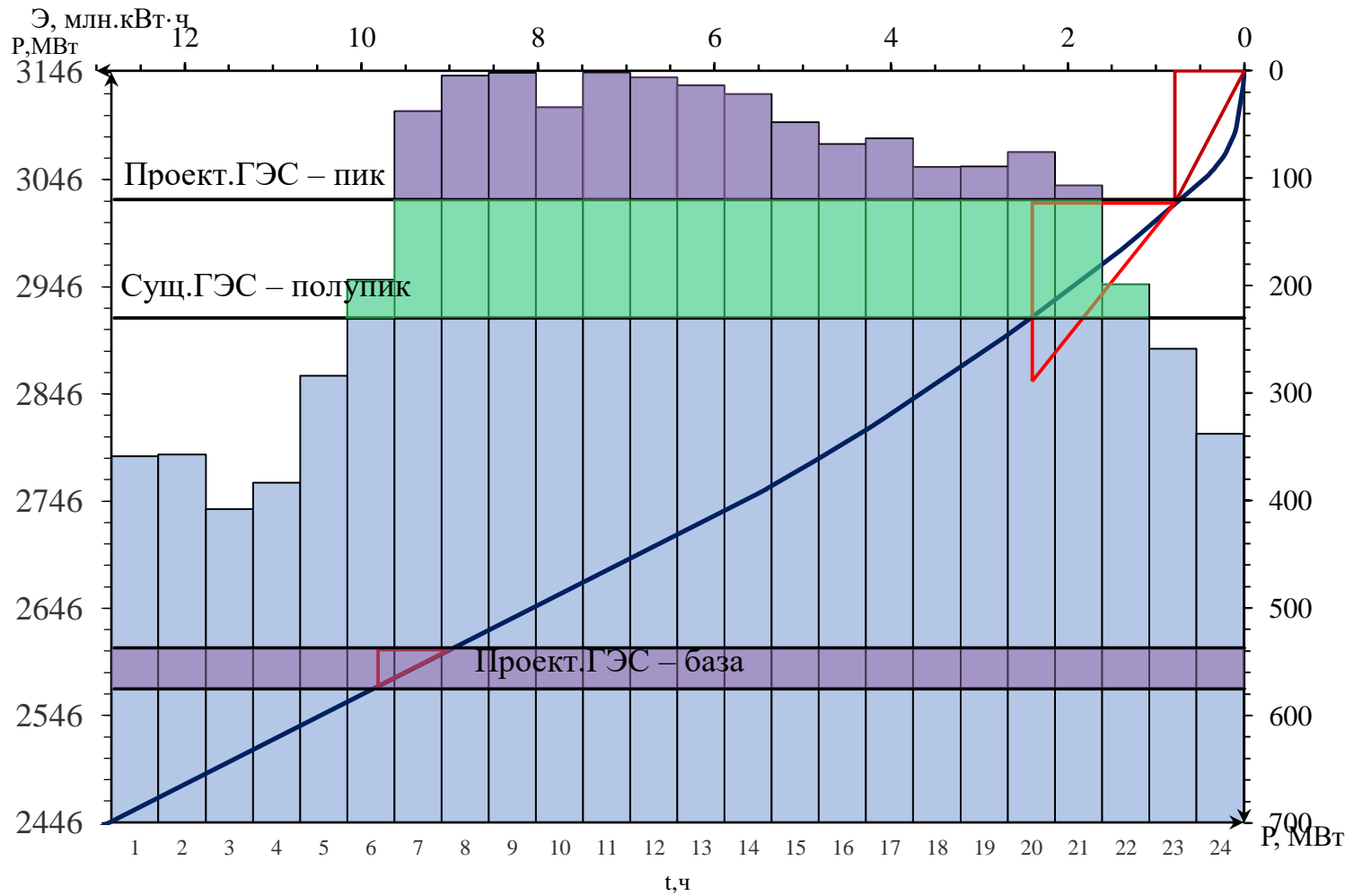


Рисунок Б.10 – График нагрузки и ИКН (сентябрь)

Продолжение приложения Б

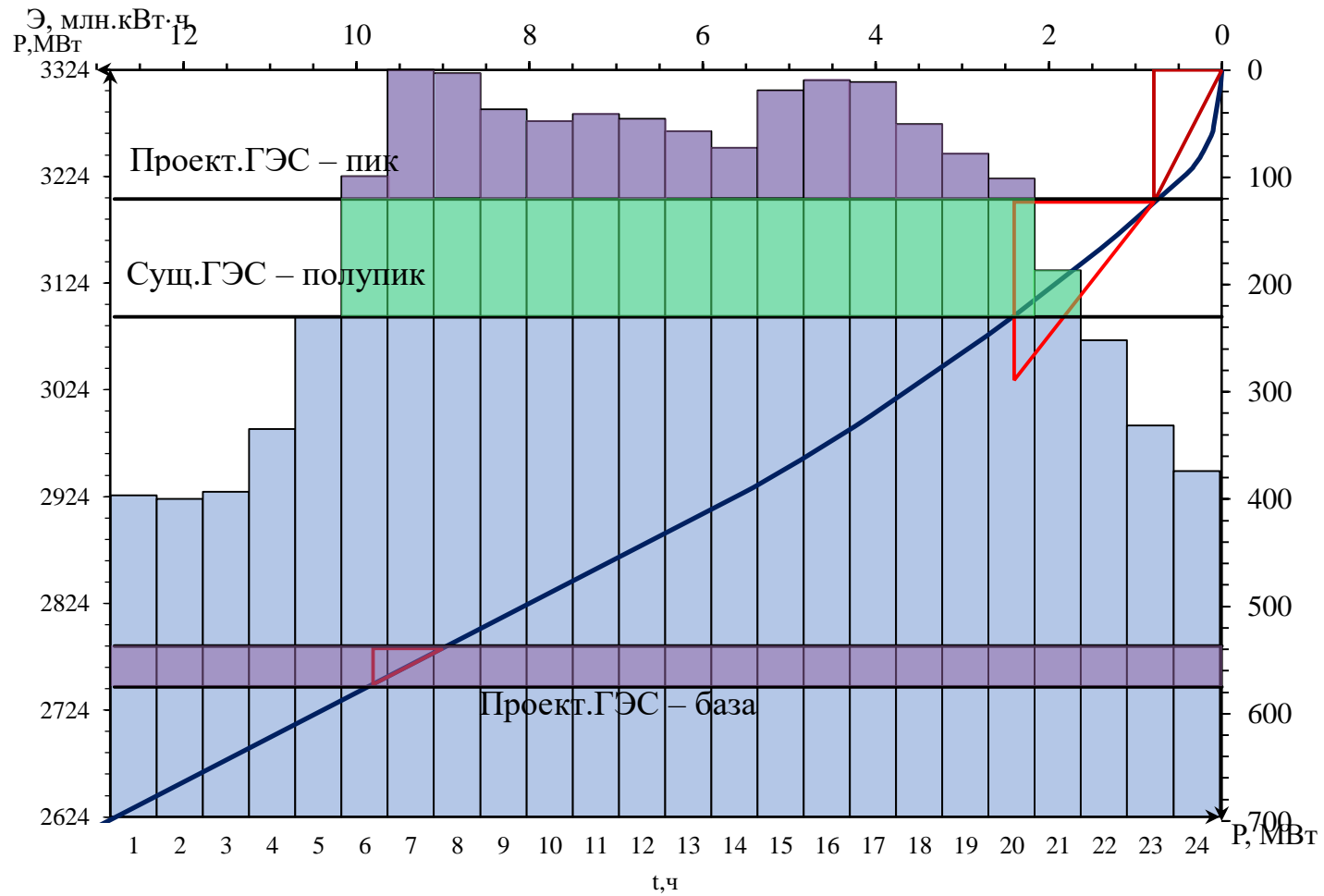


Рисунок Б.11 – График нагрузки и ИКН (октябрь)

Продолжение приложения Б

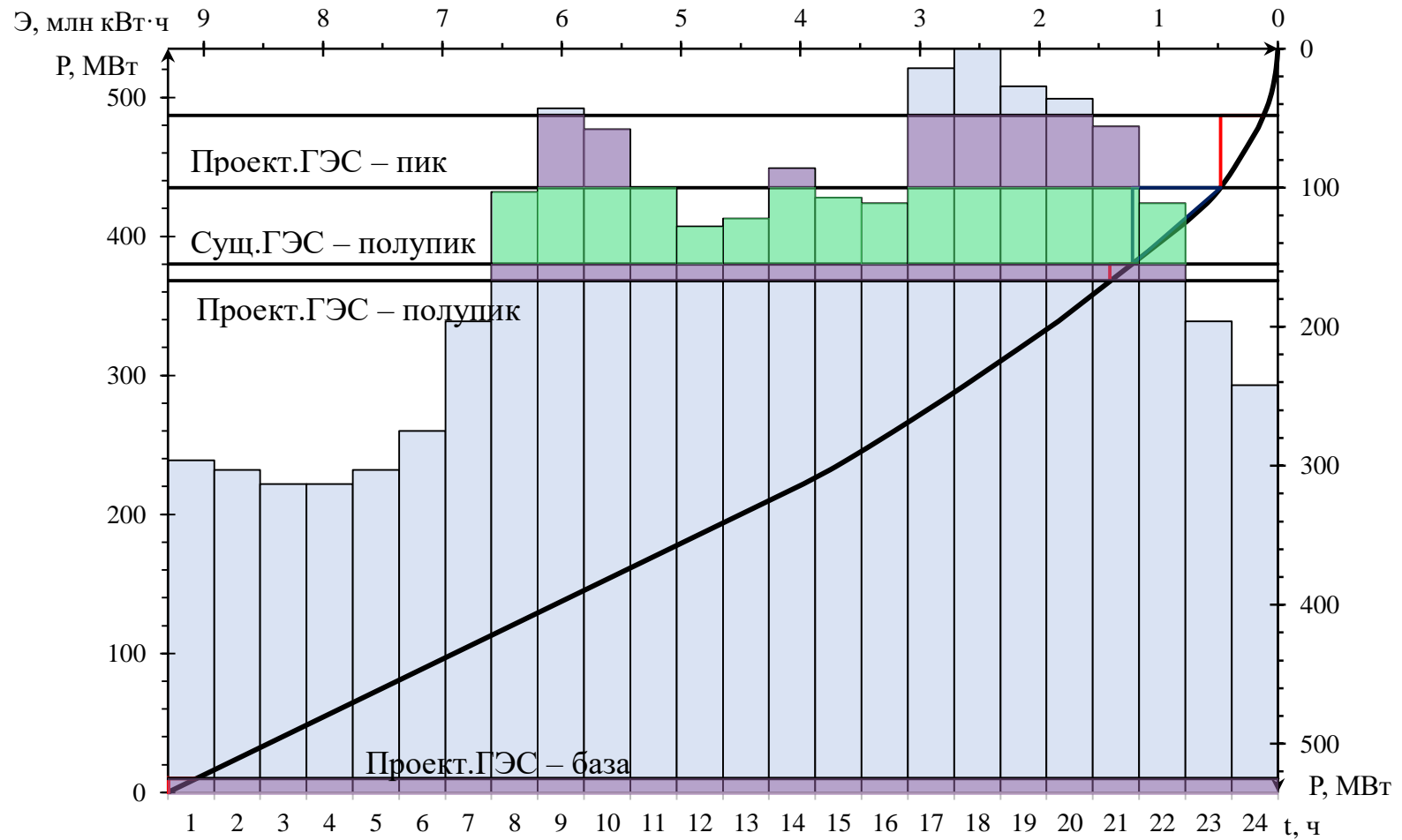


Рисунок Б.12 – График нагрузки и ИКН (ноябрь)

Продолжение приложения Б

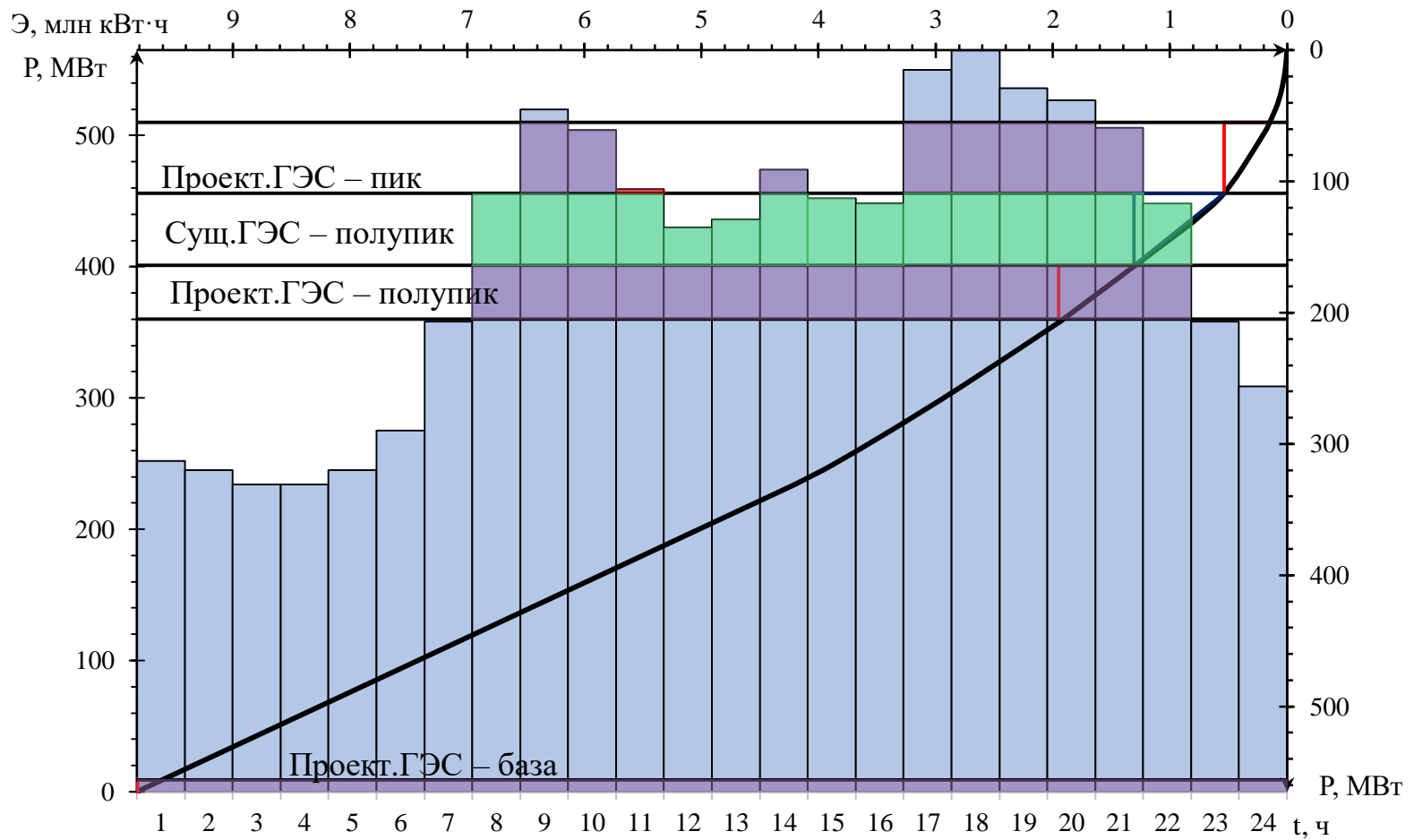


Рисунок Б.13 – График нагрузки и ИКН (декабрь)

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчёт и распределение резервов

| Месяц | Энергосистема (ТЭС), МВт | | | | | Существующие ГЭС, МВт | | | Проектируемая ГЭС, МВт | | |
|----------|--------------------------|--------|--------|------|------|-----------------------|--------|------|------------------------|--------|------|
| | Р сист.макс | Н н.р. | Н а.р. | Нраб | Нрем | Н раб | Н н.р. | Н р. | Н раб | Н н.р. | Н р. |
| Январь | 3529 | 53 | 282 | 3120 | 0 | 161 | 5 | 0 | 248 | 12 | 0 |
| Февраль | 3451 | 54 | 276 | 3117 | 0 | 131 | 5 | 0 | 203 | 10 | 0 |
| Март | 3315 | 53 | 265 | 3052 | 0 | 106 | 5 | 0 | 157 | 8 | 0 |
| Апрель | 3158 | 50 | 253 | 2892 | 0 | 105 | 5 | 0 | 161 | 8 | 0 |
| Май | 3022 | 49 | 242 | 2803 | 88 | 95 | 5 | 0 | 124 | 6 | 0 |
| Июнь | 2944 | 47 | 236 | 2724 | 172 | 90 | 5 | 0 | 130 | 7 | 0 |
| Июль | 2943 | 47 | 235 | 2721 | 173 | 90 | 5 | 0 | 132 | 7 | 0 |
| Август | 3022 | 49 | 242 | 2797 | 88 | 95 | 5 | 0 | 130 | 7 | 0 |
| Сентябрь | 3157 | 50 | 253 | 2885 | 0 | 105 | 5 | 27 | 167 | 8 | 41 |
| Октябрь | 3314 | 53 | 265 | 3043 | 0 | 106 | 5 | 0 | 165 | 8 | 0 |
| Ноябрь | 3450 | 54 | 276 | 3116 | 0 | 131 | 5 | 0 | 203 | 10 | 0 |
| Декабрь | 3529 | 53 | 282 | 3120 | 0 | 161 | 5 | 0 | 248 | 12 | 0 |

Продолжение приложения Б

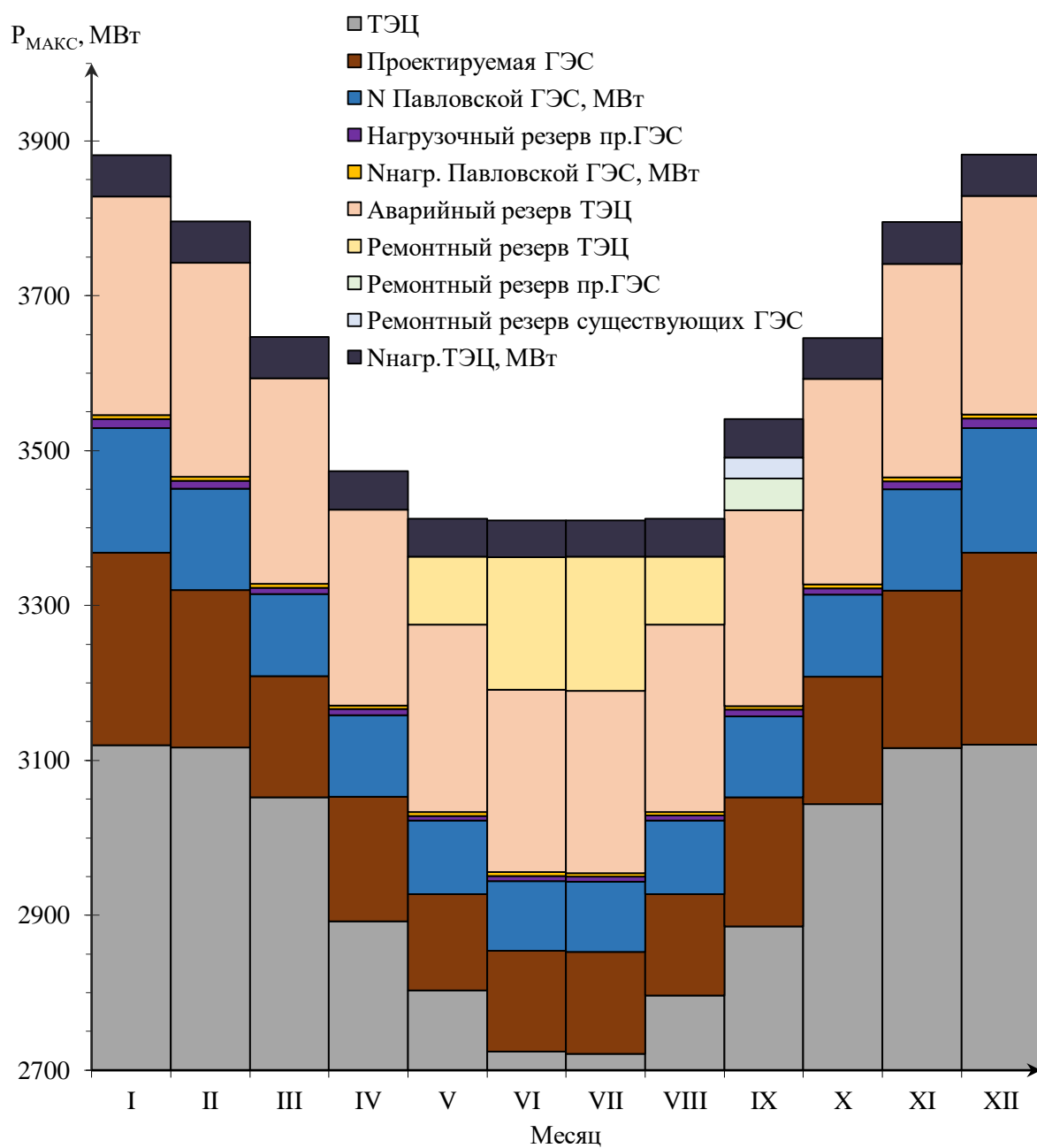


Рисунок Б.14 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году

| Мес. | Qбыг, м³/с | Qшл, м³/с | Qф, м³/с | Qисп, м³/с | Qлёд, м³/с | Qполб, м³/с | Qвдх, м³/с | Qвхк, м³/с | Qгэс, м³/с | Qх.сбр., м³/с | Qнб, м³/с | Vнач, км³ | ΔV, км³ | Vкон, км³ | Zнач.ВБ, м | Zкон.ВБ, м | Zср.ВБ, м | ZНБ, м | Нгэс, м |
|------|------------|-----------|----------|------------|------------|-------------|------------|------------|------------|---------------|-----------|-----------|---------|-----------|------------|------------|-----------|--------|---------|
| XI | 228,0 | 3,1 | 2,3 | 5,6 | 217,1 | 52 | 180 | 269,5 | 272,5 | 15,28 | 0,14 | 15,14 | 185,00 | 184,87 | 184,94 | 138,82 | 46 | 105 | 76 |
| XII | 229,0 | 3,1 | 2,3 | 6,8 | 216,8 | 235 | 180 | 451,9 | 454,9 | 15,14 | 0,61 | 14,53 | 184,87 | 184,27 | 184,57 | 139,49 | 45 | 172 | 124 |
| I | 184,0 | 3,1 | 1,8 | 7,6 | 171,5 | 288 | 180 | 459,1 | 462,1 | 14,53 | 0,75 | 13,79 | 184,27 | 183,50 | 183,88 | 139,50 | 44 | 172 | 124 |
| II | 205,0 | 3,1 | 2,1 | 6,9 | 193,0 | 86 | 180 | 279,4 | 282,5 | 13,79 | 0,22 | 13,57 | 183,50 | 183,26 | 183,38 | 138,87 | 44 | 105 | 76 |
| III | 243,0 | 3,1 | 2,4 | -0,9 | 238,4 | 236 | 180 | 474,4 | 477,5 | 13,57 | 0,61 | 12,95 | 183,26 | 182,58 | 182,92 | 139,54 | 43 | 174 | 125 |
| IV | 401,0 | 3,1 | 4,0 | -2,8 | 396,7 | -180 | 180 | 216,9 | 220,0 | 12,95 | -0,47 | 13,42 | 182,58 | 183,10 | 182,84 | 138,44 | 44 | 81 | 59 |
| V | 488,0 | 3,1 | 4,9 | -6,9 | 487,0 | -240 | 180 | 246,9 | 250,0 | 13,42 | -0,62 | 14,04 | 183,10 | 183,77 | 183,44 | 138,63 | 45 | 93 | 67 |
| VI | 461,0 | 3,1 | 4,6 | -13,8 | 467,1 | -190 | 180 | 276,9 | 280,0 | 14,04 | -0,49 | 14,53 | 183,77 | 184,27 | 184,02 | 138,78 | 45 | 106 | 76 |
| VII | 358,0 | 3,1 | 3,6 | -7,9 | 359,3 | -142 | 180 | 216,9 | 220,0 | 14,53 | -0,37 | 14,90 | 184,27 | 184,63 | 184,45 | 138,44 | 46 | 84 | 61 |
| VIII | 348,0 | 3,1 | 3,5 | 0,0 | 341,5 | -145 | 180 | 196,9 | 200,0 | 14,90 | -0,37 | 15,28 | 184,63 | 185,00 | 184,82 | 138,29 | 46 | 77 | 56 |
| IX | 304,0 | 3,1 | 3,0 | 1,7 | 296,2 | -0,3 | 180 | 295,9 | 299,0 | 15,28 | 0,00 | 15,28 | 185,00 | 185,00 | 185,00 | 138,86 | 46 | 115 | 83 |
| X | 234,0 | 3,1 | 2,3 | 3,8 | 224,8 | -0,2 | 180 | 224,6 | 227,7 | 15,28 | 0,00 | 15,28 | 185,00 | 185,00 | 185,00 | 138,57 | 46 | 88 | 63 |

ΣЭ 989

Окончание приложения Б

Таблица Б.8 – Расчет режимного поля

| Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий | | | Напорные характеристики | | | Линия ограничения по расчетной установленной мощности | | Линия ограничения по пропускной способности ГЭС | | Линия ограничения по Qсан.попуск | |
|---|-----------------|------------------|----------------------------|--------|-------------|---|----------------------|--|----------------------|--|----------------------|
| Qнб, м ³ /с | zнб (лето),м | z нб (зима),м | Hнпу, м | Hумо,м | Hрасч, м | H,м | Q, м ³ /с | H,м | Q, м ³ /с | H,м | Q, м ³ /с |
| 0 | 135,01 | 135,02 | 49,68 | 47,27 | 48,11 | 46 | 665 | 44 | 713 | 0 | 90 |
| 100 | 137,16 | 137,34 | 47,36 | 45,12 | 45,79 | 45 | 680 | 43 | 705 | 100 | 90 |
| 200 | 138,29 | 138,38 | 46,32 | 43,99 | 44,75 | 44 | 695 | 42 | 697 | | |
| 300 | 138,87 | 138,96 | 45,74 | 43,41 | 44,17 | 43 | 711 | | | | |
| 400 | 139,16 | 139,34 | 45,36 | 43,12 | 43,79 | | | | | | |
| 500 | 139,32 | 139,58 | 45,12 | 42,96 | 43,55 | | | | | | |
| 600 | 139,42 | 139,74 | 44,96 | 42,86 | 43,39 | | | | | | |
| 700 | 139,50 | 139,88 | 44,82 | 42,78 | 43,25 | | | | | | |
| 800 | 139,55 | 140,00 | 44,70 | 42,73 | 43,13 | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

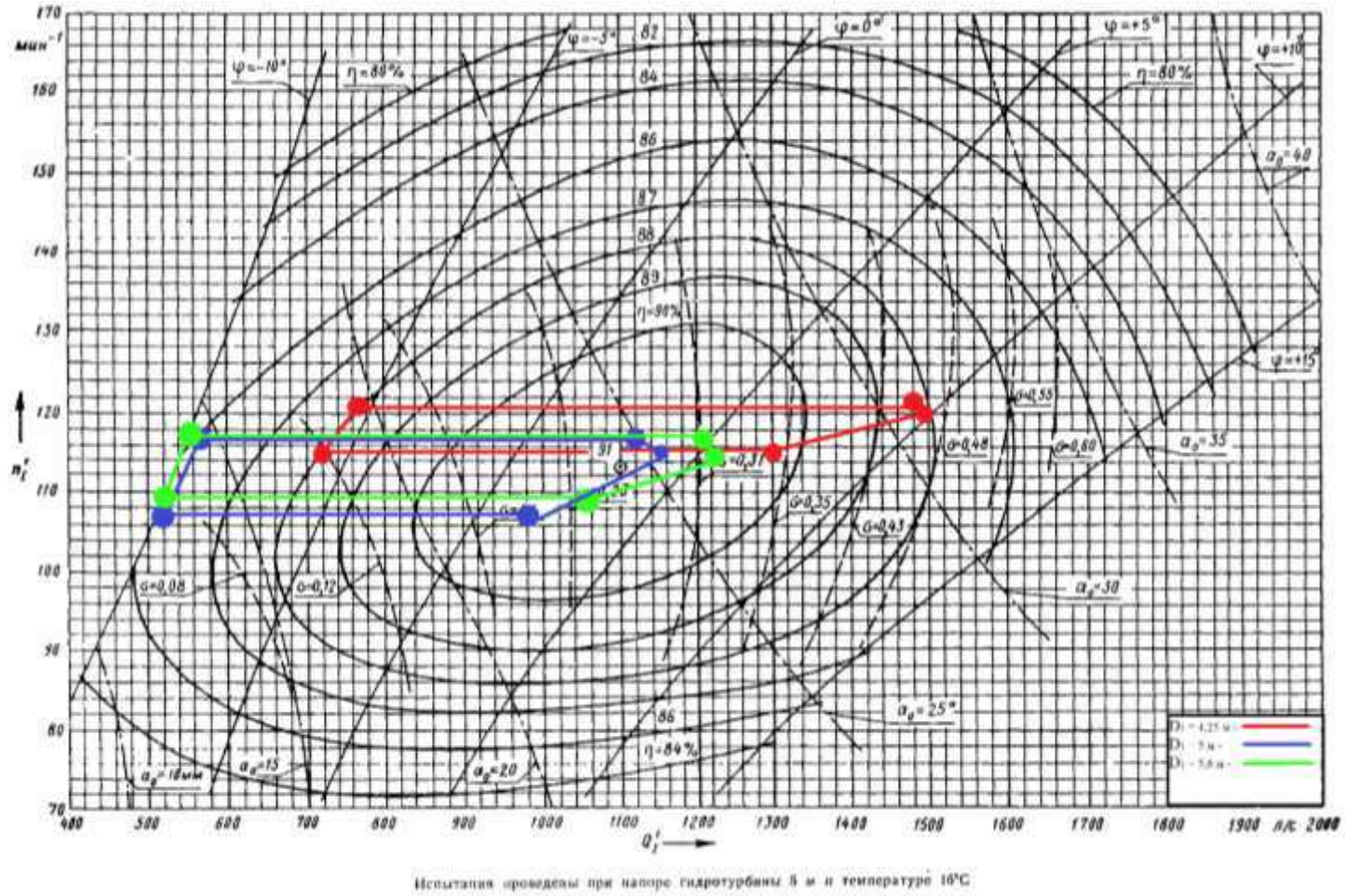
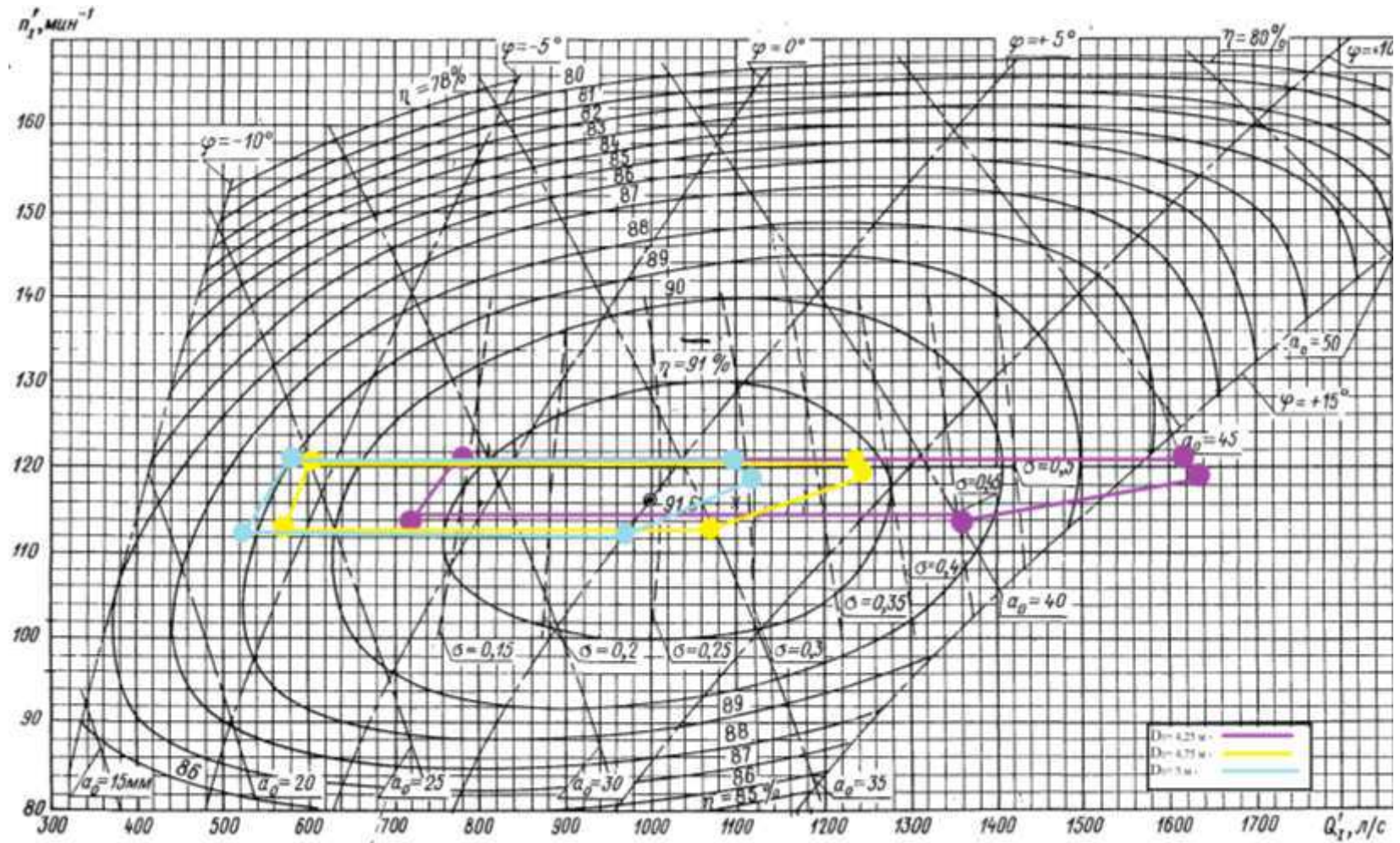


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛД-50-В60°-500

Продолжение приложения В

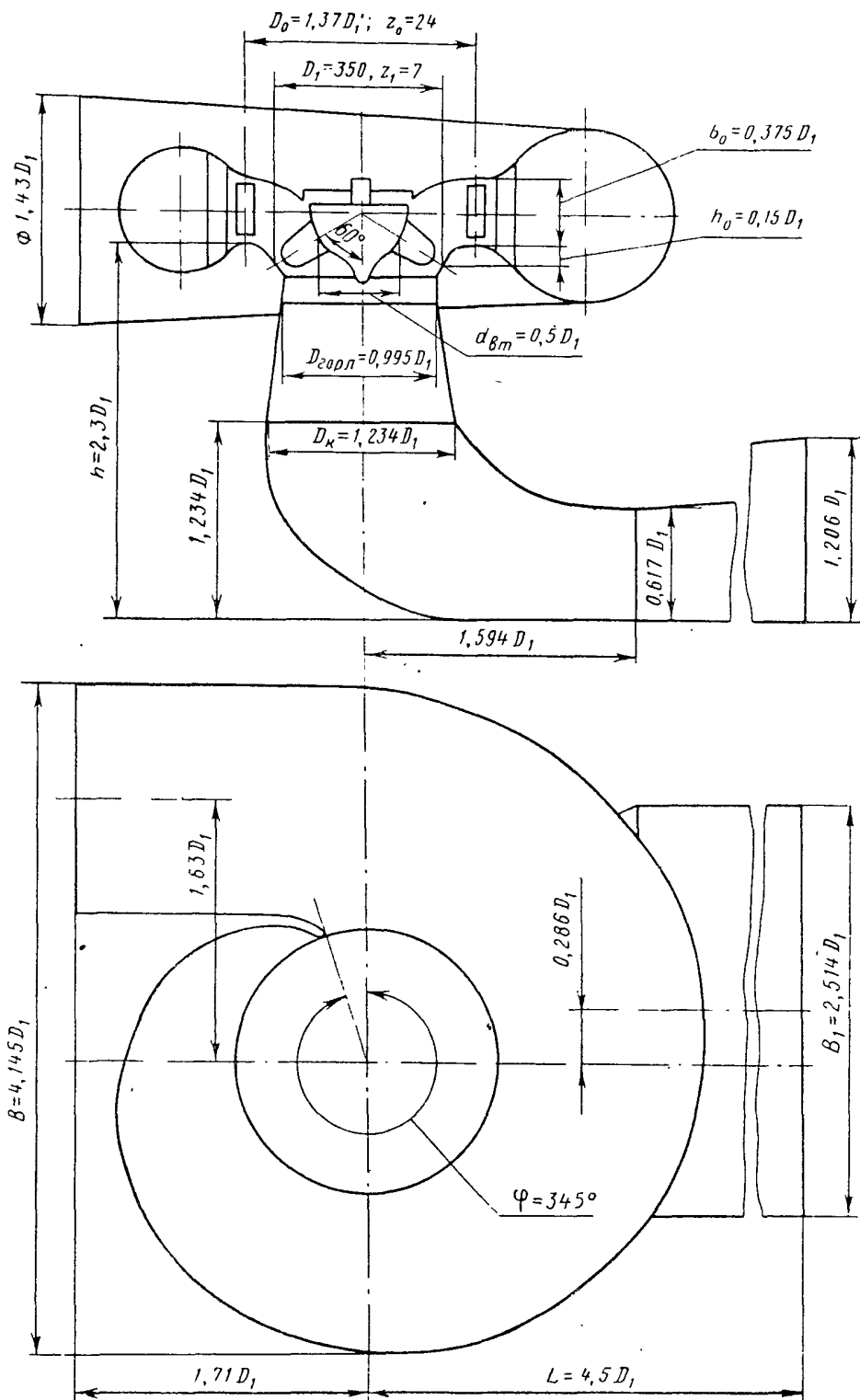


Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и $t=21^\circ\text{C}$

Рисунок В.2 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-50-В-500

Продолжение приложения В

Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 50/4015-В-60°-35
(к универсальной характеристике № 4503 МЭИ)



Черт. 1

Рисунок В.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛД 50-В-60°

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Данные для построения металлической спиральной камеры.

| Φ | - | - | - | - | - | x | x^2 | p^2 | p | a | R |
|--------|------|------|------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|------|------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| ° | - | - | м | м | м ² | м ² | м ² | м ² | м | м | м |
| 345 | 0,96 | 0,80 | 6,41 | 4,56 | 2,14 | 2,93 | 8,60 | 10,45 | 3,23 | 6,96 | 10,19 |
| 330 | 0,92 | 0,76 | 6,13 | 4,28 | 2,07 | 2,83 | 8,02 | 9,87 | 3,14 | 6,86 | 10,00 |
| 315 | 0,88 | 0,73 | 5,85 | 4,00 | 2,00 | 2,73 | 7,44 | 9,29 | 3,05 | 6,75 | 9,80 |
| 300 | 0,83 | 0,69 | 5,57 | 3,73 | 1,93 | 2,62 | 6,88 | 8,73 | 2,95 | 6,65 | 9,60 |
| 285 | 0,79 | 0,66 | 5,30 | 3,45 | 1,86 | 2,51 | 6,32 | 8,17 | 2,86 | 6,54 | 9,40 |
| 270 | 0,75 | 0,62 | 5,02 | 3,17 | 1,78 | 2,40 | 5,77 | 7,62 | 2,76 | 6,43 | 9,19 |
| 255 | 0,71 | 0,59 | 4,74 | 2,89 | 1,70 | 2,29 | 5,24 | 7,09 | 2,66 | 6,31 | 8,98 |
| 240 | 0,67 | 0,55 | 4,46 | 2,61 | 1,62 | 2,17 | 4,71 | 6,56 | 2,56 | 6,19 | 8,76 |
| 225 | 0,63 | 0,52 | 4,18 | 2,33 | 1,53 | 2,05 | 4,19 | 6,04 | 2,46 | 6,07 | 8,53 |
| 210 | 0,58 | 0,48 | 3,90 | 2,05 | 1,43 | 1,92 | 3,68 | 5,53 | 2,35 | 5,94 | 8,29 |
| 195 | 0,54 | 0,45 | 3,62 | 1,77 | 1,33 | 1,78 | 3,18 | 5,03 | 2,24 | 5,81 | 8,05 |
| 180 | 0,50 | 0,42 | 3,34 | 1,50 | 1,22 | 1,64 | 2,68 | 4,53 | 2,13 | 5,66 | 7,79 |
| 165 | 0,46 | 0,38 | 3,07 | 1,22 | 1,10 | 1,48 | 2,20 | 4,05 | 2,01 | 5,51 | 7,52 |
| 150 | 0,42 | 0,35 | 2,79 | 0,94 | 0,97 | 1,31 | 1,73 | 3,58 | 1,89 | 5,34 | 7,23 |
| 135 | 0,38 | 0,31 | 2,51 | 0,66 | 0,81 | 1,12 | 1,26 | 3,11 | 1,76 | 5,15 | 6,91 |
| 120 | 0,33 | 0,28 | 2,23 | 0,38 | 0,62 | 0,89 | 0,80 | 2,65 | 1,63 | 4,92 | 6,55 |
| 105 | 0,29 | 0,24 | 1,95 | 0,10 | 0,32 | 0,56 | 0,31 | 2,16 | 1,47 | 4,59 | 6,15 |

Таблица В.2 – Данные расчётов спиральной камеры.

| Расчёт круглого сечения | | | | Расчёт эллиптического сечения | | | |
|-------------------------|---------|---------|---------|-------------------------------|-----------|---------|-----------|
| φ , град | a , м | p , м | R , м | φ , град | p_1 , м | R , м | p_2 , м |
| 345 | 6,957 | 3,232 | 10,19 | 90 | 2,37 | 5,75 | 0,791 |
| 330 | 6,856 | 3,141 | 10,00 | 75 | 2,37 | 5,33 | 0,535 |
| 315 | 6,753 | 3,048 | 9,80 | 60 | 2,37 | 4,90 | 0,272 |
| 300 | 6,648 | 2,954 | 9,60 | 45 | 2,37 | 4,47 | 0,009 |
| 285 | 6,539 | 2,859 | 9,40 | | | | |
| 255 | 6,313 | 2,662 | 8,97 | | | | |
| 240 | 6,195 | 2,561 | 8,76 | | | | |
| 225 | 6,071 | 2,457 | 8,53 | | | | |
| 210 | 5,942 | 2,351 | 8,29 | | | | |
| 195 | 5,807 | 2,242 | 8,05 | | | | |
| 180 | 5,663 | 2,129 | 7,79 | | | | |
| 165 | 5,509 | 2,013 | 7,52 | | | | |
| 150 | 5,340 | 1,892 | 7,23 | | | | |
| 135 | 5,148 | 6,91 | 1,194 | | | | |
| 120 | 4,919 | 6,55 | 0,996 | | | | |
| 105 | 4,586 | 6,15 | 0,792 | | | | |

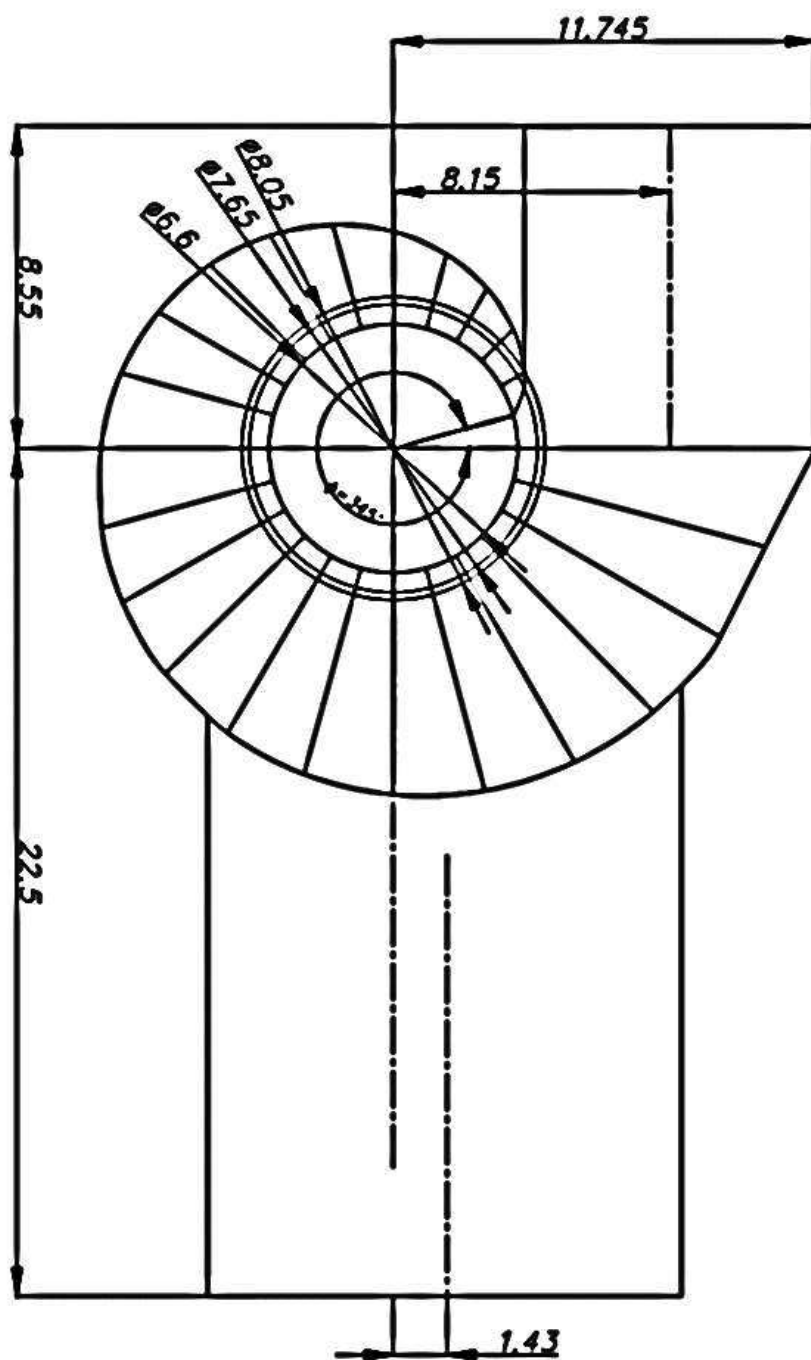


Рисунок В.4 – Схема спиральной камеры Новомуллакаевской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Г.1 – Матрица отключений защит

| Защиты | Действие | Отключение В/Г | Гашение полей | Останов турбины и сброс АРЗ | Пуск ПЖТ ГГ | Отключение В-110 и В-ТСН | Предупредительный сигнал | Отключение ШСВ | |
|--|-------------|-----------------|---------------|-----------------------------|-------------|--------------------------|--------------------------|----------------|---|
| Наименование | Обозначение | | | | | | | | |
| Диф. Защита продольная | $I\Delta G$ | + | + | + | + | | | | |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | | | | | + | | |
| | | t_2 | + | + | + | | | | |
| | U_{03} | t | + | + | + | | | | |
| ЗПН | $U >$ | 1 ступень t_1 | + | + | | | | | |
| | | 2 ступень t_2 | + | + | | | | | |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | |
| | | ТО I | t_1 | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | + | |
| | | t_3 | + | + | | | | | |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | |
| | | ТО | t_1 | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | + | |
| | | t_3 | + | + | | | | | |
| ДЗ | $Z <$ | 1 ступень | t_1 | | | | + | | |
| | | | t_2 | + | + | + | | | |
| | | 2 ступень | t_1 | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | + | |
| | | | t_3 | + | + | | | | |
| Защита ротора от перегрузки | I_p | СО | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | |
| | | ТО | | + | + | | | | |
| Защита ТЕ | $I \gg T_E$ | ТО | | + | + | | | | |

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки защит

| Защиты | | | Уставки | | |
|--|-------------|---------|---|-------------------------------|---------------------|
| Наименование | Обозначение | | Наименование | Относ единицы | Именованные единицы |
| Диф. Защита продольная | $I\Delta G$ | | Ток срабатывания, $I_{CP.0}$ | $0,45 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 1,03 А |
| | | | Коэффициент торможения, K_T | 0,5 | - |
| | | | Уставка начального торможения, I_{HT} | $0,9 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 3,40 А |
| | | | Тормозной ток, В | $1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 5,67 А |
| | | | I_{OTS} | $6,0 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 22,67 А |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | U_{01G} | - | 5 В |
| | | t_2 | U_{0G} | - | 10 В |
| | U_{03} | | Коэффициент торможения, K_T | 1,2 | - |
| ЗПН | $U >$ | 2 ступ. | U_{CP2} | $1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$ | 140 В |
| | | 1 ступ. | U_{CP1} | $1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$ | 120 В |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | $I_{2СИГН}$ | $0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 0,26 А |
| | | ПО | $I_{2ПУСК}$ | $0,12 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 0,45 А |
| | | ТО I | $I_{2С.З.}$ | $0,55 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 1,28 А |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | $I_{СИГН}$ | $1,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 4,05 А |
| | | ПО | $I_{1ПУСК}$ | $1,1 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 4,16 А |
| | | ТО | I_{1OTS} | $1,22 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 4,65 А |
| ДЗ | $Z <$ | 1 ступ. | Z_1 | $0,085 \cdot Z_{нагр}$ | 1,49 Ом |
| | | | Z_{CM1} | $0,20 \cdot Z_I$ | 0,29 Ом |
| | | 2 ступ. | Z_2 | $0,38 \cdot Z_{нагр}$ | 2,64 Ом |
| | | | Z_{CM2} | $0,20 \cdot Z_2$ | 0,85 Ом |
| Защита ротора от перегрузки | I_p | СО | $I_{P.СИГН}$ | $1,07 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$ | 2,41 А |
| | | ПО | $I_{P.ПУСК}$ | $1,21 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$ | 2,73 А |
| | | ТО | $I_{P.OTS}$ | $2,36 \cdot I_{P.НОМ}^{(2)}$ | 7,07 А |
| Защита ТЕ | $I >> TB$ | ТО | $I_{ТО}$ | $18,66 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$ | 32,75 А |
| | $I > TB$ | МТЗ | $I_{MTЗ}$ | $4,61 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$ | 8,43 А |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружение гидроузла

Таблица Д.1 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

| x | y | x* | y* | x | y | x* | y* |
|-----|-------|-----|-------|-----|-------|------|--------|
| 0 | 0,126 | 0 | 0,63 | 2,1 | 1,369 | 10,5 | 6,845 |
| 0,1 | 0,036 | 0,5 | 0,18 | 2,2 | 1,508 | 11 | 7,54 |
| 0,2 | 0,007 | 1 | 0,035 | 2,3 | 1,653 | 11,5 | 8,265 |
| 0,3 | 0 | 1,5 | 0 | 2,4 | 1,794 | 12 | 8,97 |
| 0,4 | 0,006 | 2 | 0,03 | 2,5 | 1,96 | 12,5 | 9,8 |
| 0,5 | 0,027 | 2,5 | 0,135 | 2,6 | 2,122 | 13 | 10,61 |
| 0,6 | 0,06 | 3 | 0,3 | 2,7 | 2,289 | 13,5 | 11,445 |
| 0,7 | 0,1 | 3,5 | 0,5 | 2,8 | 2,462 | 14 | 12,31 |
| 0,8 | 0,146 | 4 | 0,73 | 2,9 | 2,64 | 14,5 | 13,2 |
| 0,9 | 0,198 | 4,5 | 0,99 | 3 | 2,824 | 15 | 14,12 |
| 1 | 0,256 | 5 | 1,28 | 3,1 | 3,013 | 15,5 | 15,065 |
| 1,1 | 0,321 | 5,5 | 1,605 | 3,2 | 3,207 | 16 | 16,035 |
| 1,2 | 0,394 | 6 | 1,97 | 3,3 | 3,405 | 16,5 | 17,025 |
| 1,3 | 0,475 | 6,5 | 2,375 | 3,4 | 3,609 | 17 | 18,045 |
| 1,4 | 0,564 | 7 | 2,82 | 3,5 | 3,818 | 17,5 | 19,09 |
| 1,5 | 0,661 | 7,5 | 3,305 | 3,6 | 4,031 | 18 | 20,155 |
| 1,6 | 0,764 | 8 | 3,82 | 3,7 | 4,249 | 18,5 | 21,245 |
| 1,7 | 0,873 | 8,5 | 4,365 | 3,8 | 4,471 | 19 | 22,355 |
| 1,8 | 0,987 | 9 | 4,935 | 3,9 | 4,698 | 19,5 | 23,49 |
| 1,9 | 1,108 | 9,5 | 5,54 | 4 | 4,938 | 20 | 24,69 |
| 2 | 1,235 | 10 | 6,175 | | | | |

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Основные нагрузки на плотину.

| № п/п | Обозначение силы | γf | Направление силы | Основной случай | | |
|-------|---------------------|------------|---------------------|-----------------|----------|--------------|
| | | | | Сила, кН | Плечо, м | Момент, кН*м |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Тв | 1,00 | → | 13263,12 | 17,299 | 229438,7 |
| 2 | Тн | 1,00 | ← | 0,810 | -1,355 | -1,1 |
| 3 | Гб | 0,95 | ↓ | 1406,5 | -9,20 | -12939,7 |
| 4 | Гпл | 0,95 | ↓ | 16142,4 | -10,99 | -177405,1 |
| 5 | Wвзв | 1,00 | ↑ | 2,1 | 0 | 0,0 |
| 6 | Wф | 1,00 | ↑ | 196,6 | 8,41 | 1653,2 |
| 7 | Ен | 1,2 | → | 8,1 | 3 | 24,4 |
| 8 | Епн | 0,8 | ← | 312,1 | 1 | 312,1 |
| 9 | Wволн | 1,00 | → | 21,5 | 44,42 | 953,8 |
| 10 | qз | 0,9 | ↓ | 20,52 | -18,92 | -388,2 |
| 11 | $\sum N$ | | | 17370,79 | | |
| 12 | $\sum M$ | | | | | 41648,2 |

Таблица Д.3 – Краевые напряжения действующие на плотину.

| | | |
|-----------------------|---------------|---------|
| Верховая грань | $\sigma(u) y$ | -277,45 |
| | $\sigma(u) x$ | -520 |
| | $\tau(u) xy$ | 0 |
| | $\sigma(u) 1$ | -277,4 |
| | $\sigma(u) 3$ | -520 |
| | $m u$ | 0 |
| | $H u d$ | 52 |
| Низовая грань | $\sigma(t) y$ | -586,56 |
| | $\sigma(t) x$ | -208,38 |
| | $\tau(t) xy$ | 302,60 |
| | $\sigma(t) 1$ | -40,65 |
| | $\sigma(t) 3$ | -755,52 |
| | $m t$ | 0,5543 |
| | $H t d$ | 4,06 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка и сооружение гидроузла

Таблица Е.1– План мероприятий по охране окружающей среды раздел I

| Мероприятия | Основание для выполнения | Период |
|--|--|---------------|
| Раздел I. Охрана атмосферного воздуха | | |
| Контроль выхлопных газов автотранспорта | Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 (ред. от 11.06.2021) [51] | Строительство |
| Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу | | Строительство |
| Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ | | Строительство |
| Установка газопылеулавливающих установок | | Строительство |

Таблица Е.2– План мероприятий по охране окружающей среды раздел II

| Мероприятия | Основание для выполнения | Период |
|---|--|------------------------------|
| Раздел II. Охрана водного бассейна | | |
| Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ) | Водный кодекс Российской Федерации № 74 - ФЗ от 03.06.2006 (ред. от 01.03.2022) [52] | Строительство |
| Контроль за технологическим состоянием техники и насосов | | Строительство и эксплуатация |
| Контроль выбросов при замене масел | | Строительство и эксплуатация |
| Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора | | Эксплуатация |

Таблица Е.3– План мероприятий по охране окружающей среды раздел III

| Мероприятия | Основание для выполнения | Период |
|---|--|------------------------------|
| Раздел III. Охрана от промышленных отходов | | |
| Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии | Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года. [53] | Строительство и эксплуатация |
| Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии | | Строительство и эксплуатация |
| Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления | | Строительство и эксплуатация |
| Разборка и удаление неиспользуемых объектов | | При завершении строительства |

Окончание приложения Е

Таблица Е.4– План мероприятий по охране окружающей среды раздел IV

| Мероприятия | Основание для выполнения | Период |
|----------------------------------|---|--------------|
| Раздел IV. Охрана животного мира | | |
| Образование рыбного хозяйства | Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» от 20 декабря 2004 г. №166-ФЗ (ред. от 10.01.2022) [54] | Эксплуатация |

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Технико-экономическое обоснование

Таблица Ж.1 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|---|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Амортизационные отчисления, млн.руб. | 628860500 | 25448833 | 22837722 | 22448833 | 22448833 |
| Расходы на страхование, млн.руб. | 6748740 | 6463314 | 6228864 | 6001599 | 5775315 |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб. | 137613168 | 137613168 | 137613168 | 137613168 | 137613168 |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб. | 64295794 | 63713581 | 63513581 | 63513581 | 63513581 |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб. | 35287193 | 35287193 | 35287193 | 35287193 | 35287193 |
| Налог на воду, млн.руб. | 9884160 | 10782720 | 10782720 | 10782720 | 10782720 |
| Итого, млн.руб. | 882689555 | 279308810 | 276263248 | 275572095 | 275345811 |

Таблица Ж.2 – Налоговые расходы

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|-------------------------------------|------------------------|--------|--------|--------|--------|
| | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 |
| Налог на прибыль, млн.руб. | 541,0 | 579,0 | 588,4 | 597,8 | 607,2 |
| НДС, млн.руб. | 439,6 | 588,3 | 597,6 | 606,9 | 616,1 |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 14,8 | 10,7 | 6,6 | 6,6 | 6,6 |
| Налог на имущество, млн.руб. | 13,74 | 13,2 | 12,8 | 12,2 | 11,8 |
| Итого, млн.руб. | 994,3 | 1180,5 | 1194,3 | 1216,8 | 1235,0 |

Таблица Ж.3 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|--|------------------------|------|------|------|------|
| | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
| Выручка (нетто), млн.руб. | 2945 | 2991 | 3038 | 3084 | 3130 |
| Текущие расходы, млн.руб. | 275 | 275 | 275 | 274 | 309 |
| ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб. | 2705 | 2760 | 2807 | 2853 | 2930 |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 36 | 104 | 106 | 108 | 111 |
| НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб. | 2668 | 2655 | 2700 | 2745 | 2819 |
| Ставка налога на прибыль, % | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |

Окончание приложения Ж

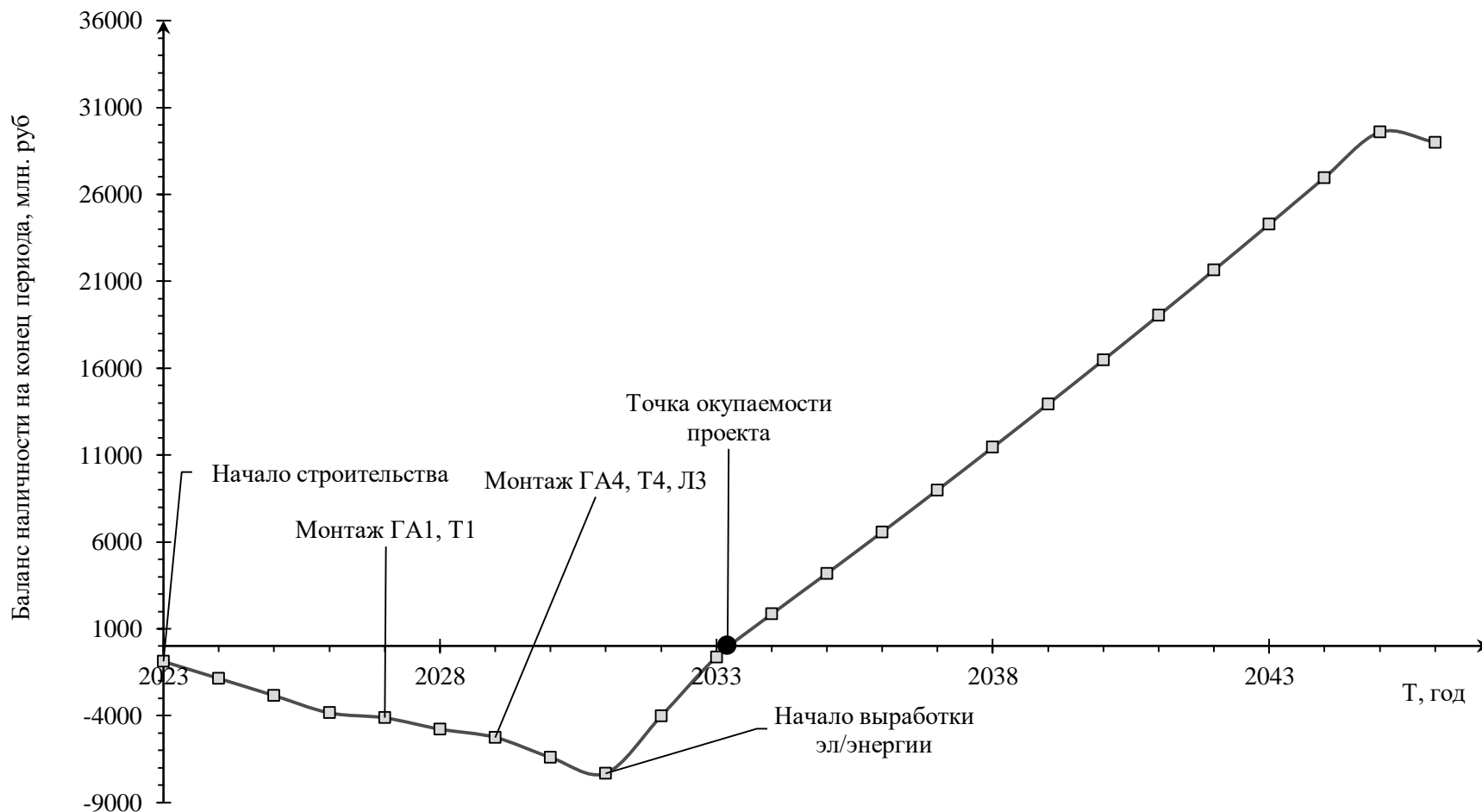
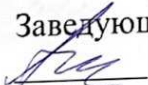


Рисунок Ж.1 – Укрупненные этапы реализации проекта, млн. руб

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОМУЛЛАКАЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА.
ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И
СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ
УСТАНОВОК, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ,
ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛУЖИВАНИЯ)**

Руководитель


16.06.22
подпись, дата

Доцент кафедры
ГЭС и ЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


16.06.2022
подпись, дата

К.П. Курленко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Новомул-
лакаевской ГЭС на реке Уфа. Пневмохозяйство ГЭС (технологические
схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, требова-
ния по монтажу, безопасности, проведению обслуживания)».

название БР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Иванов 10.06.22 И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

А.В. Масленников 21.04.22 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Масленников 21.04.22 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Иванов 10.06.22 И.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варшавский 21.04.22 М.С. Варшавский
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

О.В. Захарова 11.06.22 О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. Тетякин 06.09.21 В.И. Тетякин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Карпов 21.04.22 В.А. Карпов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Масленников 22.04.22 В.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

К.П. Сидельников 16.06.22 К.П. Сидельников
подпись, дата инициалы, фамилия