

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАВЛОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА.
СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ –
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И
СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ**

| | | | |
|--------------|------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Руководитель | _____ <small>подпись, дата</small> | Начальник участка электротехнического оборудования службы эксплуатации Новосибирской ГЭС | <u>А.Х. Гисматулин</u> <small>инициалы, фамилия</small> |
| Выпускник | _____ <small>подпись, дата</small> | | <u>Д.П. Белов</u> <small>инициалы, фамилия</small> |

Черемушки, 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Павловской ГЭС на реке Уфа. Системы возбуждения гидрогенераторов – конструктивное исполнение, методы контроля и системы измерений».

Консультанты по разделам:

| | | |
|-----------------------------------------|---------------|-------------------|
| Водно-энергетические расчёты | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Основное и вспомогательное оборудование | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Электрическая часть | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Релейная защита и автоматика | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Компоновка и сооружения гидроузла | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Пожарная безопасность. Охрана труда | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Охрана окружающей среды | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Технико-экономическое обоснование | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ПАВЛОВСКОЙ ГЭС | 7 |
| ВВЕДЕНИЕ | 9 |
| 1 Исходные данные по гидроузлу | 10 |
| 1.1 Топография..... | 10 |
| 1.2 Климат | 10 |
| 1.3 Данные для расчетов | 11 |
| 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности | 16 |
| 2.1 Гидрологические расчеты..... | 16 |
| 2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока | 16 |
| 2.1.2 Определения вида регулирования стока водохранилищем | 22 |
| 2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС..... | 23 |
| 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований санитарного пропуска..... | 23 |
| 2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС | 25 |
| 2.3 Баланс мощности энергосистемы | 30 |
| 2.4 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС | 32 |
| 2.5 Режимное поле | 33 |
| 3 Основное и вспомогательное оборудование..... | 35 |
| 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам | 35 |
| 3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины | 35 |
| 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса..... | 35 |
| 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы | 40 |
| 3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части..... | 41 |
| 3.4 Выбор серийного типа гидрогенератора..... | 45 |
| 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов..... | 46 |
| 3.5.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины | 46 |
| 3.5.1.1 Расчет вала на прочность | 46 |
| 3.5.1.2 Расчёт подшипника | 47 |
| 3.5.2 Выбор типа маслонапорной установки..... | 48 |
| 3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора..... | 49 |
| 3.5.4 Выбор кранов..... | 49 |
| 4 Электрическая часть | 50 |
| 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений | 50 |
| 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС..... | 51 |
| 4.2.1 Выбор синхронных генераторов..... | 51 |
| 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд | 51 |

| | | |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.3 | Выбор силовых повышающих трансформаторов | 51 |
| 4.3 | Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения | 52 |
| 4.4 | Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения.... | 53 |
| 4.5 | Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета | 54 |
| 4.6 | Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме | 57 |
| 4.6.1 | Расчёт исходных данных | 57 |
| 4.6.2 | Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin.... | 58 |
| 4.6.3 | Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin | 59 |
| 4.6.4 | Расчет постоянной времени и ударного тока короткого замыкания | 60 |
| 4.7 | Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме | 61 |
| 4.7.1 | Требования в коммутационным аппаратам..... | 61 |
| 4.7.2 | Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов . | 62 |
| 4.7.3 | Выбор электрооборудования для генераторного напряжения | 63 |
| 4.7.3.1 | Выбор выключателей и разъединителей | 63 |
| 4.7.3.2 | Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.... | 65 |
| 4.7.3.3 | Выбор синхронизаторов и анализаторов | 66 |
| 4.7.4 | Выбор электрооборудования для ОРУ 110 кВ..... | 66 |
| 4.7.4.1 | Выбор выключателей и разъединителей | 66 |
| 4.7.4.2 | Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.... | 68 |
| 4.7.4.3 | Выбор анализаторов на напряжение 110 кВ | 69 |
| 4.8 | Компоновка схемы собственных нужд | 69 |
| 4.8.1 | Выбор резервного трансформатора собственных нужд..... | 69 |
| 4.8.2 | Выбор дизель-генераторной установки | 70 |
| 5 | Релейная защита и автоматика | 71 |
| 5.1 | Перечень защит основного оборудования | 71 |
| 5.2 | Расчет номинальных токов..... | 72 |
| 5.3 | Описание защит и расчет их уставок | 74 |
| 5.3.1 | Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) | 74 |
| 5.3.2 | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)) | 76 |
| 5.3.3 | Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)..... | 79 |
| 5.3.4 | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий | 79 |
| 5.3.5 | Защита от симметричных перегрузок | 83 |
| 5.3.6 | Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ | 84 |
| 5.3.7 | Защита от перегрузки обмотки ротора..... | 88 |
| 5.4 | Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор | 89 |
| 6 | Компоновка гидроузла | 90 |

| | | |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.1 | Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины | 90 |
| 6.1.1 | Определение класса гидротехнического сооружения | 90 |
| 6.1.2 | Определение отметки гребня плотины | 90 |
| 6.1.2.1 | Грунтовая плотина | 90 |
| 6.1.2.2 | Бетонная плотина | 93 |
| 6.2 | Гидравлические расчеты..... | 93 |
| 6.2.1 | Определение ширины водосливного фронта | 93 |
| 6.2.2 | Определение отметки гребня водослива | 94 |
| 6.2.3 | Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову | 96 |
| 6.2.4 | Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе | 96 |
| 6.2.5 | Расчёт водобойной стенки..... | 98 |
| 6.2.6 | Гидравлический расчет глубинных (донных) водосбросов..... | 100 |
| 6.3 | Конструирование бетонной водосливной плотины..... | 101 |
| 6.3.1 | Определение ширины подошвы плотины | 101 |
| 6.3.2 | Разрезка бетонных плотин швами | 101 |
| 6.3.3 | Быки..... | 102 |
| 6.3.4 | Устои..... | 102 |
| 6.3.5 | Галереи в теле плотины | 103 |
| 6.3.6 | Определение ширины плотины по гребню | 103 |
| 6.3.7 | Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины..... | 103 |
| 6.3.7.1 | Цементационная завеса | 103 |
| 6.3.7.2 | Дренажные устройства | 104 |
| 6.3.8 | Конструктивные элементы нижнего бьефа | 105 |
| 6.4 | Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины | 105 |
| 6.4.1 | Определение основных нагрузок на плотину | 105 |
| 6.4.1.1 | Вес сооружения и затворов | 105 |
| 6.4.1.2 | Сила гидростатического давления воды..... | 106 |
| 6.4.1.3 | Равнодействующая взвешивающего давления | 106 |
| 6.4.1.4 | Сила фильтрационного давления | 107 |
| 6.4.1.5 | Давление грунта | 108 |
| 6.4.1.6 | Волновое давление..... | 109 |
| 6.4.2 | Расчет прочности плотины..... | 110 |
| 6.4.3 | Критерии прочности плотины | 112 |
| 6.4.4 | Расчет устойчивости плотины | 113 |
| 7 | Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность | 115 |
| 7.1 | Безопасность гидротехнических сооружений | 115 |
| 7.2 | Требования по охране труда и техники безопасности для работников Павловской ГЭС..... | 115 |
| 7.2.1 | Общие положения | 115 |
| 7.2.2 | Охрана труда Павловской ГЭС..... | 116 |
| 7.3 | Пожарная безопасность | 120 |

| | | |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 7.3.1 | Общие требования к пожарной безопасности..... | 120 |
| 7.3.2 | Объекты водяного пожаротушения на ГЭС | 121 |
| 7.3.3 | Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках | 122 |
| 7.4 | Охрана природы..... | 123 |
| 8 | Технико-экономическое обоснование | 124 |
| 8.1 | Оценка объемов реализации энергии и расходов | 124 |
| 8.1.1 | Оценка объемов реализации электроэнергии | 124 |
| 8.1.2 | Текущие расходы на производство электроэнергии | 124 |
| 8.1.3 | Налоговые расходы..... | 126 |
| 8.2 | Оценка суммы прибыли..... | 127 |
| 8.3 | Анализ денежных потоков..... | 128 |
| 8.4 | Оценка инвестиционного проекта | 128 |
| 8.4.1 | Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта | 128 |
| 8.4.2 | Показатели коммерческой эффективности проекта..... | 129 |
| 8.4.3 | Бюджетная эффективность..... | 129 |
| 8.5 | Анализ чувствительности | 130 |
| 9 | Системы возбуждения гидрогенераторов – конструктивное исполнение, методы контроля и системы измерений | 132 |
| 9.1 | Методы синхронизации гидрогенераторов с сетью..... | 132 |
| 9.1.1 | Точная синхронизация..... | 133 |
| 9.1.2 | Самосинхронизация | 133 |
| 9.2 | Схемы систем возбуждения гидрогенераторов..... | 134 |
| 9.2.1 | Тиристорная система возбуждения | 135 |
| 9.2.2 | Электромашинные системы возбуждения..... | 138 |
| 9.2.3 | Бесщеточная система возбуждения..... | 138 |
| 9.3 | Методы контроля системы возбуждения | 139 |
| 9.4 | Системы измерений..... | 140 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 141 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 143 |
| | ПРИЛОЖЕНИЯ А. Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности | 149 |
| | ПРИЛОЖЕНИЯ Б. Основное и вспомогательное оборудование | 183 |
| | ПРИЛОЖЕНИЯ В. Релейная защита и автоматика | 186 |

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ПАВЛОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Уфа;
2. Местонахождение ГЭС Республика Башкортостан;
3. Тип проектируемой установкиГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....339 м³/с;
 - б) всех турбин290 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 1%.....2190 м³/с;
 - г) минимальный.....40 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокасуточный;
 - б) отметка: НПУ140,00 м;
ФПУ.....144,00 м;
УМО139,80 м;
 - в) объемы:
 - полный.....0,44 км³ ;
 - полезный0,0053 км³ ;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....37,49 м;
 - б) расчетный.....35,57 м;
 - в) минимальный.....33,60 м;
7. Энергетические характеристики: а) мощность:
 - установленная.....90,00 МВт;
 - гарантированная.....95,00 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....522 млн. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая.....96 м / 42,2 м;
 - б) левобережная глухая567,0 м / 42,2м;
 - в) здание ГЭС.....33 м / 42,2 м;
 - г) водосливная68 м / 33,5 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов3 отверстия 4×20;
 - в) общая длина.....68 м;
 - г) максимальная высота.....42,2м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип зданиярусловое;
 - б) число агрегатов.....2;
 - в) грунты в основаниикарст;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины..... ПЛ406-В-450;
- б) тип генератора..... СВ-840/150-52;
- в) мощность генератора..... 56,25 МВт;
- г) частота вращения 166,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-63000/110;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 60804,1 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 19 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых больших гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, но, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях.

Источник энергии - текущая вода, возобновляемый источник энергии, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь повысит технико - экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль народного хозяйства.

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

1 Исходные данные по гидроузлу

1.1 Топография

Гидроузел располагается в республике Башкортостан (Башкирия), на реке Уфа. Река Уфа – приток реки Белая. Рядом с проектируемой станцией располагается село Павловка, а на другом берегу реки – деревня Верхнекировский. Створ проектируемой станции разместим на месте существующей Павловской ГЭС. Изобразим створ проектируемой станции на рисунках 1.1, 1.2.



Рисунок 1.1 – Створ проектируемой ГЭС

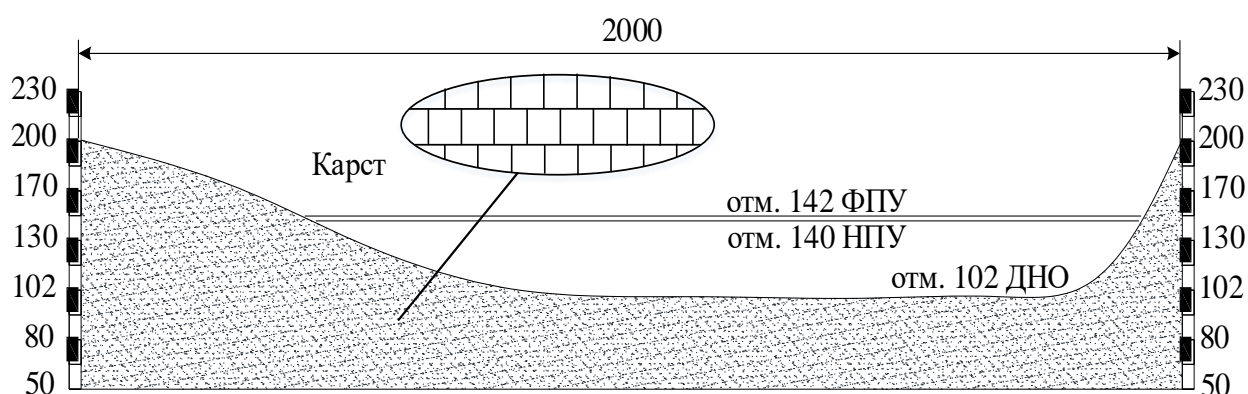


Рисунок 1.2 – Створ проектируемой ГЭС

1.2 Климат

Климат района, континентальный, с умеренным количеством осадков и умеренной влажностью. Около 60 % осадков выпадает в теплое время года.

1.3 Данные для расчетов

Исходные данные представлены ниже:

Данные энергосистемы занесены в таблицу 1.1:

Таблица 1.1 – Исходные данные энергосистемы

| | |
|----------------------|-----------------------------------------------------------|
| ОДУ | ОДУ Урала (годовая выработка 259,3 млрд. кВт·ч) |
| РДУ | Башкирское РДУ (годовая выработка 26,93 млрд. кВт·ч) |
| Резервы | Нагрузочный 2%, аварийный 10% |
| Существующие ГЭС | Воткинская ГЭС (принимается передача в РДУ 50% выработки) |
| Коэффициент мощности | $k_N = 8,6$ |

Данные суточных графиков потребления взяты с сайта «Системный оператор» и занесены в таблицу 1.2:

Таблица 1.2 – Данные суточных графиков потребления

| Часы | Мощность в различных месяцах, МВт | | | | | | | | | | | |
|------|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | ЯНВ | ФЕВ | МАР | АПР | МАЙ | ИЮН | ИЮЛ | АВГ | СЕН | ОКТ | НОЯ | ДЕК |
| 0 | 3236 | 3209 | 3054 | 2874 | 2727 | 2570 | 2519 | 2556 | 2662 | 2927 | 3142 | 3240 |
| 1 | 3245 | 3197 | 3031 | 2864 | 2710 | 2537 | 2502 | 2533 | 2638 | 2886 | 3131 | 3207 |
| 2 | 3228 | 3190 | 3023 | 2849 | 2698 | 2513 | 2479 | 2516 | 2631 | 2888 | 3120 | 3198 |
| 3 | 3245 | 3198 | 3041 | 2852 | 2683 | 2507 | 2471 | 2523 | 2653 | 2897 | 3139 | 3220 |
| 4 | 3315 | 3264 | 3087 | 2894 | 2735 | 2540 | 2512 | 2548 | 2703 | 2961 | 3199 | 3258 |
| 5 | 3429 | 3382 | 3191 | 2959 | 2791 | 2622 | 2581 | 2615 | 2791 | 3064 | 3330 | 3366 |
| 6 | 3576 | 3508 | 3290 | 3054 | 2878 | 2722 | 2677 | 2719 | 2878 | 3150 | 3433 | 3497 |
| 7 | 3665 | 3595 | 3372 | 3150 | 2989 | 2843 | 2779 | 2846 | 2982 | 3257 | 3520 | 3578 |
| 8 | 3693 | 3623 | 3390 | 3199 | 3043 | 2916 | 2851 | 2909 | 3017 | 3287 | 3557 | 3621 |
| 9 | 3679 | 3617 | 3390 | 3189 | 3035 | 2934 | 2876 | 2925 | 3021 | 3287 | 3541 | 3619 |
| 10 | 3660 | 3591 | 3378 | 3168 | 3010 | 2934 | 2868 | 2899 | 3010 | 3249 | 3519 | 3590 |
| 11 | 3646 | 3561 | 3353 | 3152 | 2990 | 2923 | 2871 | 2898 | 3005 | 3243 | 3503 | 3583 |
| 12 | 3630 | 3540 | 3340 | 3139 | 2978 | 2933 | 2872 | 2892 | 2973 | 3235 | 3500 | 3570 |
| 13 | 3604 | 3534 | 3320 | 3123 | 2975 | 2917 | 2862 | 2877 | 2964 | 3226 | 3501 | 3551 |
| 14 | 3599 | 3538 | 3322 | 3126 | 2960 | 2901 | 2852 | 2884 | 2965 | 3238 | 3517 | 3583 |
| 15 | 3621 | 3536 | 3330 | 3127 | 2948 | 2861 | 2844 | 2866 | 2961 | 3259 | 3568 | 3623 |
| 16 | 3680 | 3587 | 3342 | 3140 | 2946 | 2843 | 2828 | 2852 | 2974 | 3281 | 3607 | 3661 |
| 17 | 3689 | 3653 | 3392 | 3162 | 2942 | 2825 | 2810 | 2832 | 3016 | 3343 | 3606 | 3648 |
| 18 | 3664 | 3633 | 3444 | 3194 | 2956 | 2814 | 2795 | 2829 | 3075 | 3342 | 3560 | 3621 |
| 19 | 3617 | 3587 | 3445 | 3218 | 3005 | 2823 | 2805 | 2880 | 3087 | 3301 | 3505 | 3581 |
| 20 | 3554 | 3521 | 3395 | 3194 | 3031 | 2836 | 2827 | 2899 | 3001 | 3228 | 3434 | 3526 |
| 21 | 3474 | 3429 | 3298 | 3095 | 2973 | 2805 | 2779 | 2793 | 2888 | 3130 | 3344 | 3442 |
| 22 | 3376 | 3316 | 3188 | 2981 | 2867 | 2704 | 2668 | 2694 | 2778 | 3042 | 3268 | 3343 |
| 23 | 3314 | 3256 | 3104 | 2915 | 2774 | 2599 | 2569 | 2605 | 2698 | 2981 | 3203 | 3244 |

Данные проектируемой ГЭС занесены в таблицу 1.3:

Таблица 1.3 – Исходные данные проектируемой ГЭС

| | |
|-------------------------------------|-------|
| Отметка НПУ, м | 140,0 |
| Отметка сухого дна, м | 102,0 |
| $V_{вдхр}$ при НПУ, км ³ | 0,047 |
| Потери напора, м | 0,2 |

Данные кривой $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ занесены в таблицу 1.4 и кривая $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$ изображена на рисунке 1.3.

Таблица 1.4 – Исходные данные кривой связи $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

| V , км ³ | $Z_{вб}$, м | $Z_{вб}$ расч, м | Ошибка, м |
|-----------------------|--------------|------------------|-----------|
| 0 | 102 | 102,00 | 0,00 |
| 0,024 | 107 | 107,01 | -0,01 |
| 0,056 | 112 | 111,99 | 0,01 |
| 0,101 | 117 | 117,01 | -0,01 |
| 0,1604 | 122 | 122,00 | 0,00 |
| 0,229 | 127 | 127,00 | 0,00 |
| 0,305 | 132 | 132,00 | 0,00 |
| 0,3981 | 137 | 137,00 | 0,00 |
| 0,47 | 140 | 140,00 | 0,00 |
| 0,527 | 142 | 142,00 | 0,00 |

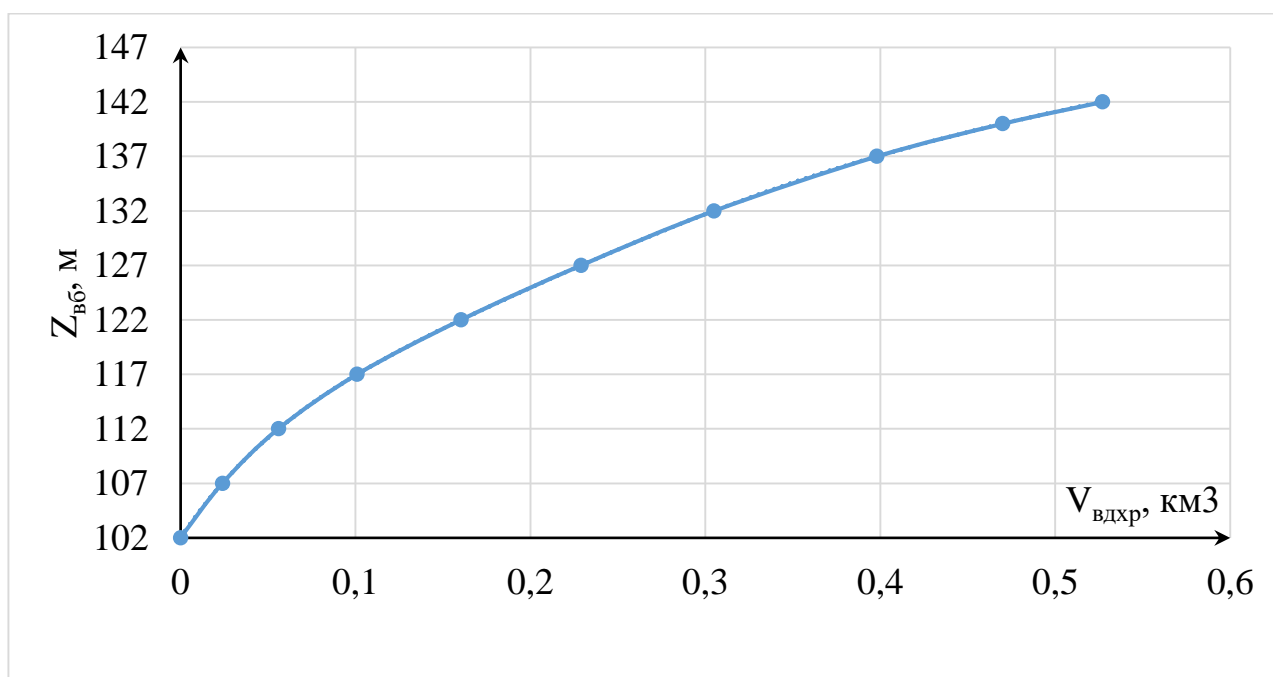


Рисунок 1.3 – Кривая $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$

Уравнение полинома кривой $Z_{вб}=f(V_{вдхр})$:

$$y = -8224,49923706054x^6 + 17166,3384742736x^5 - 14201,776766777x^4 + 5906,07989358901x^3 - 1354,07826068997x^2 + 238,054447438567x + 101,997670266341.$$

Данные кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима занесены в таблицу 1.5 и кривая $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ изображена на рисунке 1.4.

Таблица 1.5 – Исходные данные кривых связей $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима

| $Z_{нб}$, м | $Q_{нб}$, м ³ /сек, лето | $Q_{нб}$, м ³ /сек, зима | $Z_{нб}$ расч. лето, м | $Z_{нб}$ расч. зима, м | Ошибка лето, м | Ошибка зима, м |
|--------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------|-------------------|
| 102,0 | 0 | 0 | 102,00 | 102,0 | 0,00 | 0,00 |
| 102,50 | 64,35 | 49,5 | 102,50 | 102,50 | 0,00 | 0,00 |
| 103,00 | 143 | 110,0 | 103,00 | 103,00 | 0,00 | 0,00 |
| 104,00 | 353,6 | 272,0 | 104,00 | 104,00 | 0,00 | 0,00 |
| 105,00 | 640,9 | 493,0 | 105,00 | 105,00 | 0,00 | 0,00 |
| 106,00 | 1033,5 | 795,0 | 106,00 | 106,00 | 0,00 | 0,00 |
| 107,00 | 1750 | 1346,2 | 107,00 | 107,00 | 0,00 | 0,00 |
| 107,40 | 6000 | 4615,4 | 107,40 | 107,40 | 0,00 | 0,00 |

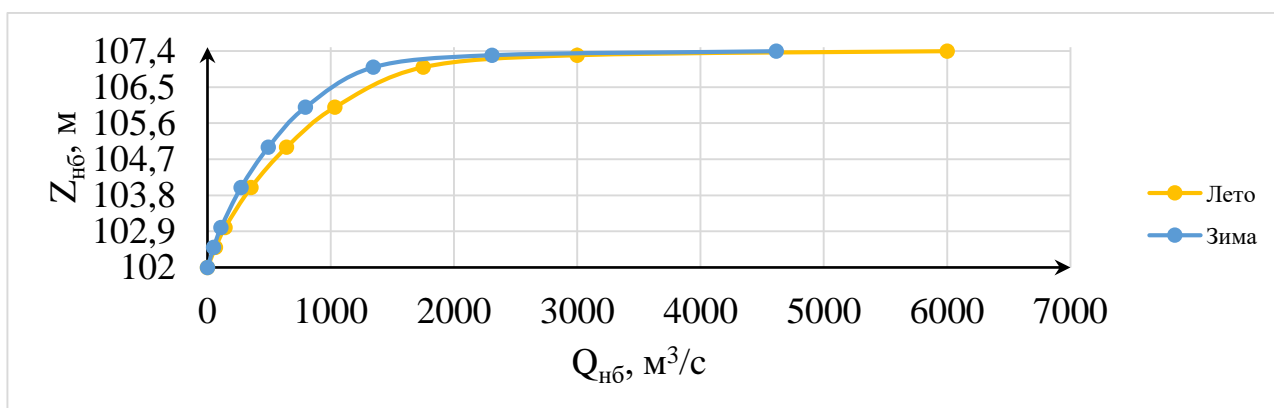


Рисунок 1.4 – Кривая $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето и зима

Уравнение полинома кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ зима:

$$y = -0,0000000000000000013038786784x^6 + 0,0000000000000047013371114960x^5 - 0,000000000066818408445135100x^4 + 0,000000049712731708950700000x^3 - 0,000023394750314764700000000x^2 + 0,011145094991661600000000000x + 102,00000076653700000000000000$$

Уравнение полинома кривой $Z_{нб}=f(Q_{нб})$ лето:

$$y = -0,000000000000000002701323313x^6 + 0,000000000000012662050735983x^5 - 0,000000000023394956111255600x^4 + 0,000000022627518525553100000x^3 - 0,000013842980024492100000000x^2 + 0,008573102866648700000000000x + 101,99999648967100000000000000$$

Данные по потерям расхода, требованиям сан попуск по средневодному году занесены в таблицу 1.6 и 1.7:

Таблица 1.6 – Исходные данные по требованию сан попуска

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| Q51% | 117 | 120 | 126 | 671 | 939 | 601 | 549 | 207 | 173 | 156 | 147 | 100 |
| Требуемый сан попуск | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |

Таблица 1.7 – Исходные данные по потерям расхода

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|----------|---|----|-----|-----|-----|----|-----|------|----|----|----|-----|
| Qисп | 0 | 0 | 1 | 7 | 9 | 12 | 11 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| Qльдообр | 5 | 5 | 5 | -17 | -23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 10 | 5 |
| Qф | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Qшлюз | 0 | 0 | 0 | 27 | 38 | 24 | 22 | 8 | 5 | 5 | 0 | 0 |

Исходный гидрологический ряд реки Уфа занесен в таблицу 1.8:

Таблица 1.8 – гидрологический ряд реки Уфа

| m | Годы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Qср. год |
|----|------|-----|-----|-----|------|------|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|----------|
| 1 | 1936 | 101 | 108 | 113 | 672 | 1847 | 543 | 450 | 141 | 128 | 124 | 107 | 97 | 369 |
| 2 | 1937 | 106 | 117 | 141 | 581 | 930 | 458 | 412 | 330 | 310 | 194 | 131 | 108 | 318 |
| 3 | 1938 | 104 | 105 | 106 | 765 | 1054 | 697 | 560 | 336 | 330 | 286 | 207 | 107 | 388 |
| 4 | 1939 | 102 | 108 | 121 | 639 | 952 | 424 | 393 | 287 | 260 | 247 | 241 | 103 | 323 |
| 5 | 1940 | 109 | 108 | 116 | 731 | 1134 | 631 | 415 | 306 | 302 | 280 | 254 | 101 | 374 |
| 6 | 1941 | 103 | 116 | 126 | 735 | 953 | 548 | 406 | 327 | 311 | 246 | 152 | 107 | 344 |
| 7 | 1942 | 100 | 113 | 144 | 784 | 1105 | 650 | 418 | 233 | 217 | 169 | 124 | 106 | 347 |
| 8 | 1943 | 109 | 114 | 128 | 700 | 1439 | 540 | 396 | 274 | 238 | 226 | 183 | 103 | 371 |
| 9 | 1944 | 107 | 112 | 121 | 585 | 711 | 478 | 376 | 280 | 224 | 186 | 148 | 104 | 286 |
| 10 | 1945 | 106 | 117 | 133 | 664 | 908 | 579 | 513 | 273 | 182 | 133 | 130 | 116 | 321 |
| 11 | 1946 | 102 | 112 | 132 | 697 | 1503 | 741 | 557 | 233 | 215 | 195 | 146 | 114 | 396 |
| 12 | 1947 | 103 | 123 | 147 | 707 | 1444 | 642 | 361 | 306 | 248 | 213 | 156 | 106 | 380 |
| 13 | 1948 | 113 | 115 | 117 | 822 | 1212 | 690 | 586 | 320 | 153 | 149 | 142 | 125 | 379 |
| 14 | 1949 | 60 | 75 | 69 | 730 | 974 | 580 | 355 | 182 | 168 | 174 | 205 | 100 | 306 |
| 15 | 1950 | 100 | 103 | 99 | 1058 | 1144 | 503 | 401 | 96 | 85 | 222 | 193 | 123 | 344 |
| 16 | 1951 | 128 | 144 | 135 | 1059 | 1452 | 448 | 382 | 290 | 214 | 110 | 96 | 101 | 380 |
| 17 | 1952 | 76 | 82 | 96 | 873 | 1114 | 444 | 369 | 195 | 171 | 103 | 99 | 96 | 310 |
| 18 | 1953 | 115 | 117 | 115 | 673 | 906 | 434 | 365 | 246 | 238 | 273 | 234 | 143 | 322 |
| 19 | 1954 | 107 | 110 | 110 | 756 | 1038 | 463 | 388 | 96 | 129 | 152 | 112 | 111 | 298 |
| 20 | 1955 | 131 | 102 | 128 | 721 | 1049 | 629 | 458 | 262 | 338 | 290 | 251 | 174 | 378 |
| 21 | 1956 | 97 | 105 | 170 | 772 | 987 | 445 | 379 | 200 | 200 | 294 | 211 | 141 | 333 |
| 22 | 1957 | 69 | 77 | 67 | 779 | 1017 | 695 | 538 | 187 | 176 | 237 | 214 | 138 | 350 |
| 23 | 1958 | 125 | 138 | 225 | 873 | 1048 | 634 | 440 | 273 | 219 | 262 | 252 | 147 | 386 |
| 24 | 1959 | 105 | 111 | 129 | 810 | 1159 | 702 | 514 | 98 | 169 | 88 | 93 | 96 | 340 |
| 25 | 1960 | 87 | 101 | 107 | 909 | 1466 | 561 | 474 | 171 | 94 | 92 | 91 | 96 | 354 |
| 26 | 1961 | 95 | 96 | 97 | 578 | 774 | 501 | 444 | 175 | 152 | 134 | 127 | 85 | 272 |
| 27 | 1962 | 114 | 122 | 123 | 708 | 914 | 569 | 457 | 190 | 326 | 304 | 126 | 105 | 338 |
| 28 | 1963 | 100 | 108 | 104 | 433 | 630 | 385 | 348 | 105 | 155 | 120 | 112 | 104 | 225 |
| 29 | 1964 | 104 | 105 | 107 | 740 | 896 | 689 | 651 | 336 | 329 | 313 | 157 | 163 | 383 |
| 30 | 1965 | 107 | 108 | 122 | 486 | 955 | 380 | 350 | 112 | 239 | 124 | 312 | 178 | 289 |
| 31 | 1966 | 141 | 180 | 146 | 558 | 1177 | 457 | 351 | 262 | 301 | 254 | 224 | 169 | 352 |

Окончание таблицы 1.8

| m | Годы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Qср. год |
|----------------|------|-----|-----|-----|------|------|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|----------|
| 32 | 1967 | 81 | 96 | 60 | 564 | 621 | 360 | 344 | 162 | 149 | 243 | 77 | 80 | 236 |
| 33 | 1968 | 130 | 146 | 147 | 763 | 1524 | 534 | 340 | 201 | 259 | 186 | 182 | 120 | 378 |
| 34 | 1969 | 82 | 99 | 85 | 541 | 603 | 477 | 400 | 232 | 158 | 250 | 190 | 118 | 270 |
| 35 | 1970 | 93 | 107 | 105 | 707 | 2337 | 500 | 447 | 123 | 99 | 121 | 115 | 108 | 405 |
| 36 | 1971 | 118 | 127 | 123 | 766 | 902 | 479 | 467 | 235 | 310 | 336 | 217 | 172 | 354 |
| 37 | 1972 | 99 | 112 | 100 | 819 | 1863 | 450 | 367 | 136 | 80 | 103 | 98 | 108 | 361 |
| 38 | 1973 | 82 | 91 | 101 | 658 | 801 | 392 | 354 | 144 | 152 | 252 | 192 | 120 | 278 |
| 39 | 1974 | 86 | 92 | 88 | 834 | 966 | 547 | 485 | 287 | 293 | 234 | 191 | 131 | 353 |
| 40 | 1975 | 120 | 124 | 130 | 790 | 1025 | 385 | 368 | 224 | 224 | 182 | 195 | 148 | 326 |
| 41 | 1976 | 112 | 120 | 159 | 863 | 1262 | 390 | 343 | 90 | 101 | 196 | 194 | 159 | 332 |
| 42 | 1977 | 89 | 95 | 90 | 697 | 1030 | 506 | 469 | 246 | 316 | 217 | 322 | 202 | 357 |
| 43 | 1978 | 107 | 110 | 107 | 503 | 539 | 436 | 356 | 218 | 190 | 306 | 259 | 172 | 275 |
| 44 | 1979 | 58 | 69 | 82 | 410 | 647 | 390 | 344 | 317 | 278 | 246 | 192 | 137 | 264 |
| 45 | 1980 | 117 | 120 | 126 | 671 | 939 | 601 | 549 | 207 | 173 | 156 | 147 | 100 | 344 |
| 46 | 1981 | 109 | 119 | 113 | 1193 | 1607 | 455 | 349 | 155 | 96 | 109 | 109 | 115 | 377 |
| 47 | 1982 | 100 | 109 | 104 | 909 | 1287 | 495 | 394 | 202 | 210 | 104 | 103 | 106 | 344 |
| 48 | 1983 | 119 | 124 | 117 | 687 | 1043 | 580 | 467 | 310 | 333 | 206 | 330 | 181 | 375 |
| 49 | 1984 | 113 | 121 | 127 | 716 | 1623 | 538 | 446 | 293 | 219 | 242 | 199 | 152 | 399 |
| 50 | 1985 | 127 | 131 | 123 | 1013 | 1425 | 647 | 464 | 240 | 101 | 86 | 84 | 123 | 380 |
| Среднемесячные | | 103 | 111 | 118 | 734 | 1119 | 526 | 425 | 223 | 211 | 199 | 173 | 124 | 339 |

В таблице 1.9 представлены максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности, на рисунке 1.5 изображен график кривой обеспеченности среднемноголетних расходов для P 0,01%.

Таблица 1.9 – Максимальные расчётные расходы для различных значений обеспеченности

| P, % | 0,01 | 0,1 | 0,5 | 1 | 3 | 5 | 10 | 20 | 50 | 90 | 95 | 97 | 99 | 99,9 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|------|
| Q _{мах р} | 3243 | 2729 | 2355 | 2190 | 1911 | 1779 | 1589 | 1383 | 1060 | 725 | 661 | 626 | 569 | 505 |

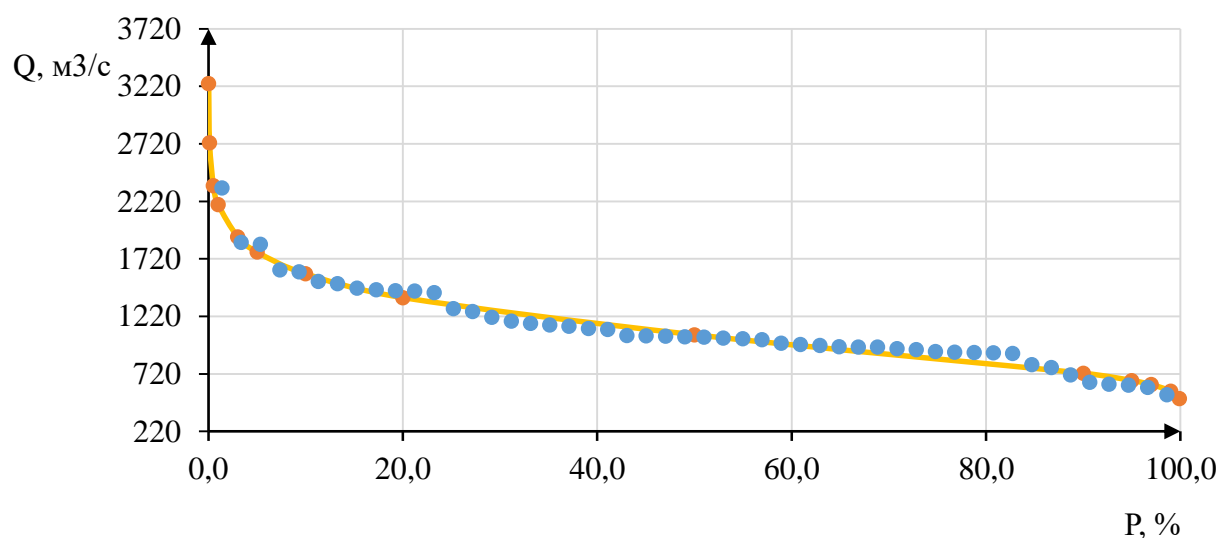


Рисунок 1.5 – Кривая обеспеченности среднемноголетних расходов для P 0,01%

2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

2.1 Гидрологические расчеты

2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока

Строим гидрограф по среднемесячным расходам по данным из таблицы 1.8:

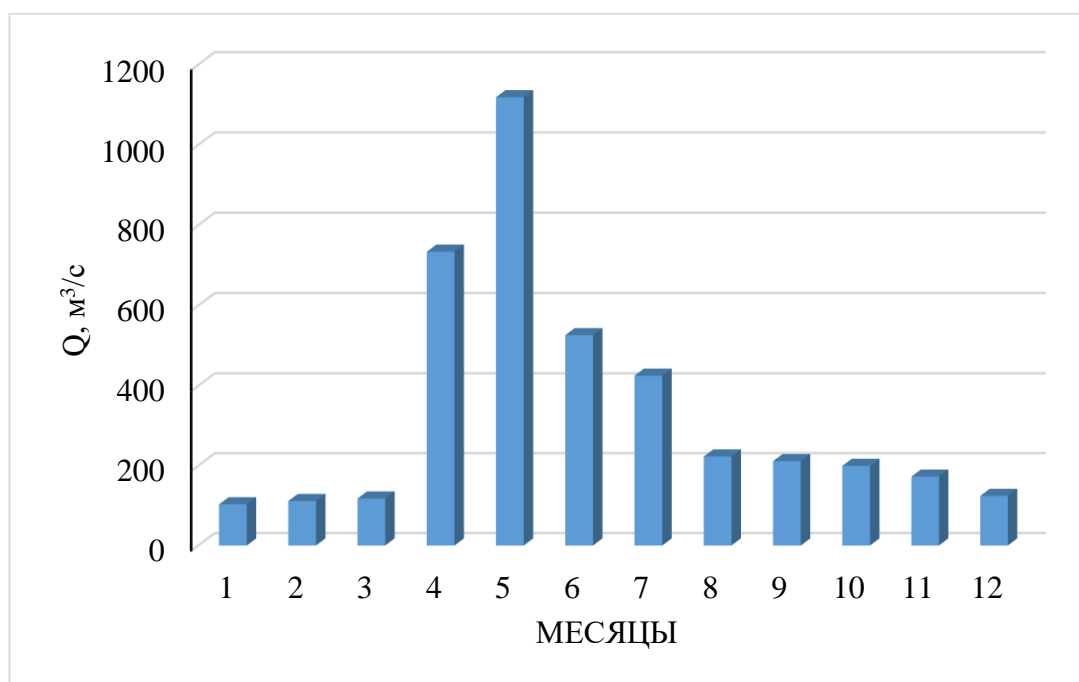


Рисунок 2.1 – Гидрограф среднемесячных расходов

Ранжируем среднегодовые расходы по величине от наибольшего к наименьшему и находим их обеспеченность в процентах по формуле:

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

где m – порядковый номер года;

n – количество лет.

Цветом выделяем года, которые соответствуют обеспеченностям и заносим данные в таблицу 2.1:

$P = 90\%$ – базовый маловодный год (голубой) – 1961;

$P = 49\%$ – базовый средневодный год (оранжевый) – 1980.

Таблица 2.1 - Обеспеченность по среднегодовым расходам

| n | Годы | Ср. год, м ³ /сек | P,% |
|----|------|------------------------------|-----|
| 1 | 1970 | 405 | 2 |
| 2 | 1984 | 399 | 4 |
| 3 | 1946 | 396 | 6 |
| 4 | 1938 | 388 | 8 |
| 5 | 1958 | 386 | 10 |
| 6 | 1964 | 383 | 12 |
| 7 | 1985 | 381 | 14 |
| 8 | 1947 | 380 | 16 |
| 9 | 1951 | 380 | 18 |
| 10 | 1948 | 379 | 20 |
| 11 | 1955 | 378 | 22 |
| 12 | 1968 | 378 | 24 |
| 13 | 1981 | 377 | 25 |
| 14 | 1983 | 375 | 27 |
| 15 | 1940 | 374 | 29 |
| 16 | 1943 | 371 | 31 |
| 17 | 1936 | 369 | 33 |
| 18 | 1972 | 361 | 35 |
| 19 | 1977 | 357 | 37 |
| 20 | 1960 | 354 | 39 |
| 21 | 1971 | 354 | 41 |
| 22 | 1974 | 353 | 43 |
| 23 | 1966 | 352 | 45 |
| 24 | 1957 | 350 | 47 |
| 25 | 1980 | 350 | 49 |
| 26 | 1942 | 347 | 51 |
| 27 | 1941 | 344 | 53 |
| 28 | 1950 | 344 | 55 |
| 29 | 1982 | 344 | 57 |
| 30 | 1959 | 340 | 59 |
| 31 | 1962 | 338 | 61 |
| 32 | 1956 | 333 | 63 |
| 33 | 1976 | 332 | 65 |
| 34 | 1975 | 326 | 67 |
| 35 | 1939 | 323 | 69 |
| 36 | 1953 | 322 | 71 |
| 37 | 1945 | 321 | 73 |
| 38 | 1937 | 318 | 75 |
| 39 | 1952 | 310 | 76 |
| 40 | 1949 | 306 | 78 |
| 41 | 1954 | 298 | 80 |
| 42 | 1944 | 286 | 82 |
| 43 | 1973 | 278 | 84 |
| 44 | 1978 | 275 | 86 |
| 45 | 1965 | 273 | 88 |
| 46 | 1961 | 272 | 90 |
| 47 | 1969 | 270 | 92 |
| 48 | 1979 | 264 | 94 |
| 49 | 1967 | 236 | 96 |
| 50 | 1963 | 225 | 98 |

I. по месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются половодными (IV, V, VI, VII) находим средние значения расходов в каждом году. Ранжируем эти расходы по убыванию и определяем их обеспеченность по вышеописанной формуле и заносим результаты в таблицу 2.2 [1]:

Таблица 2.2 – Средневодные расходы половодья и результат их ранжирования

| р | Годы | IV | V | VI | VII | Qпол. сред | р* | Годы | Qпол. сред | Р |
|----|------|------|------|-----|-----|------------|----|------|------------|----|
| 1 | 1936 | 672 | 1847 | 543 | 450 | 878 | 1 | 1970 | 998 | 2 |
| 2 | 1937 | 581 | 930 | 458 | 412 | 595 | 2 | 1981 | 901 | 4 |
| 3 | 1938 | 765 | 1054 | 697 | 560 | 769 | 3 | 1985 | 887 | 6 |
| 4 | 1939 | 639 | 952 | 424 | 393 | 602 | 4 | 1936 | 878 | 8 |
| 5 | 1940 | 731 | 1134 | 631 | 415 | 728 | 5 | 1972 | 875 | 10 |
| 6 | 1941 | 735 | 953 | 548 | 406 | 661 | 6 | 1946 | 875 | 12 |
| 7 | 1942 | 784 | 1105 | 650 | 418 | 739 | 7 | 1960 | 853 | 14 |
| 8 | 1943 | 700 | 1439 | 540 | 396 | 769 | 8 | 1951 | 835 | 16 |
| 9 | 1944 | 585 | 711 | 478 | 376 | 538 | 9 | 1984 | 831 | 18 |
| 10 | 1945 | 664 | 908 | 579 | 513 | 666 | 10 | 1948 | 828 | 20 |
| 11 | 1946 | 697 | 1503 | 741 | 557 | 875 | 11 | 1959 | 796 | 22 |
| 12 | 1947 | 707 | 1444 | 642 | 361 | 789 | 12 | 1968 | 790 | 24 |
| 13 | 1948 | 822 | 1212 | 690 | 586 | 828 | 13 | 1947 | 789 | 25 |
| 14 | 1949 | 730 | 974 | 580 | 355 | 660 | 14 | 1950 | 777 | 27 |
| 15 | 1950 | 1058 | 1144 | 503 | 401 | 777 | 15 | 1982 | 771 | 29 |
| 16 | 1951 | 1059 | 1452 | 448 | 382 | 835 | 16 | 1938 | 769 | 31 |
| 17 | 1952 | 873 | 1114 | 444 | 369 | 700 | 17 | 1943 | 769 | 33 |
| 18 | 1953 | 673 | 906 | 434 | 365 | 595 | 18 | 1957 | 757 | 35 |
| 19 | 1954 | 756 | 1038 | 463 | 388 | 661 | 19 | 1958 | 749 | 37 |
| 20 | 1955 | 721 | 1049 | 629 | 458 | 714 | 20 | 1964 | 744 | 39 |
| 21 | 1956 | 772 | 987 | 445 | 379 | 646 | 21 | 1942 | 739 | 41 |
| 22 | 1957 | 779 | 1017 | 695 | 538 | 757 | 22 | 1940 | 728 | 43 |
| 23 | 1958 | 873 | 1048 | 634 | 440 | 749 | 23 | 1976 | 715 | 45 |
| 24 | 1959 | 810 | 1159 | 702 | 514 | 796 | 24 | 1955 | 714 | 47 |
| 25 | 1960 | 909 | 1466 | 561 | 474 | 853 | 25 | 1974 | 708 | 49 |
| 26 | 1961 | 578 | 774 | 501 | 444 | 574 | 26 | 1952 | 700 | 51 |
| 27 | 1962 | 708 | 914 | 569 | 457 | 662 | 27 | 1983 | 694 | 53 |
| 28 | 1963 | 433 | 630 | 385 | 348 | 449 | 28 | 1980 | 690 | 55 |
| 29 | 1964 | 740 | 896 | 689 | 651 | 744 | 29 | 1977 | 676 | 57 |
| 30 | 1965 | 486 | 955 | 380 | 350 | 543 | 30 | 1945 | 666 | 59 |
| 31 | 1966 | 558 | 1177 | 457 | 351 | 636 | 31 | 1962 | 662 | 61 |
| 32 | 1967 | 564 | 621 | 360 | 344 | 472 | 32 | 1954 | 661 | 63 |
| 33 | 1968 | 763 | 1524 | 534 | 340 | 790 | 33 | 1941 | 661 | 65 |
| 34 | 1969 | 541 | 603 | 477 | 400 | 505 | 34 | 1949 | 660 | 67 |
| 35 | 1970 | 707 | 2337 | 500 | 447 | 998 | 35 | 1971 | 654 | 69 |
| 36 | 1971 | 766 | 902 | 479 | 467 | 654 | 36 | 1956 | 646 | 71 |
| 37 | 1972 | 819 | 1863 | 450 | 367 | 875 | 37 | 1975 | 642 | 73 |
| 38 | 1973 | 658 | 801 | 392 | 354 | 551 | 38 | 1966 | 636 | 75 |
| 39 | 1974 | 834 | 966 | 547 | 485 | 708 | 39 | 1939 | 602 | 76 |
| 40 | 1975 | 790 | 1025 | 385 | 368 | 642 | 40 | 1937 | 595 | 78 |
| 41 | 1976 | 863 | 1262 | 390 | 343 | 715 | 41 | 1953 | 595 | 80 |

Окончание таблицы 2.2

| р | Годы | IV | V | VI | VII | Qпол. сред | р* | Годы | Qпол. сред | Р |
|----|------|------|------|-----|-----|---------------|----|------|---------------|----|
| 42 | 1977 | 697 | 1030 | 506 | 469 | 676 | 42 | 1961 | 574 | 82 |
| 43 | 1978 | 503 | 539 | 436 | 356 | 459 | 43 | 1973 | 551 | 84 |
| 44 | 1979 | 410 | 647 | 390 | 344 | 448 | 44 | 1965 | 543 | 86 |
| 45 | 1980 | 671 | 939 | 601 | 549 | 690 | 45 | 1944 | 538 | 88 |
| 46 | 1981 | 1193 | 1607 | 455 | 349 | 901 | 46 | 1969 | 505 | 90 |
| 47 | 1982 | 909 | 1287 | 495 | 394 | 771 | 47 | 1967 | 472 | 92 |
| 48 | 1983 | 687 | 1043 | 580 | 467 | 694 | 48 | 1978 | 459 | 94 |
| 49 | 1984 | 716 | 1623 | 538 | 446 | 831 | 49 | 1963 | 449 | 96 |
| 50 | 1985 | 1013 | 1425 | 647 | 464 | 887 | 50 | 1979 | 448 | 98 |

Базовый маловодный год в этой таблице также выделяем голубым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{П90(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}}(1969)}{Q_{\text{сред.половод.баз.}}(1961)} = \frac{505}{574} = 0,879, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{сред.половод.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;

$Q_{\text{сред.половод.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем оранжевым цветом, а год, который выпал на обеспеченность $P = 49\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{П49(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}(1974)}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}(1980)} = \frac{708}{690} = 1,026, \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;

$Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

II. по месяцам из всего ряда, которые по среднемесячным значениям расходов считаются меженными (I, II, III, VIII, IX, X, XI, XII) находим средние значения расходов в каждом году. Ранжируем эти расходы по убыванию и определяем их обеспеченность по вышеописанной формуле и заносим результаты в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Средневодные меженные расходы и результат их ранжирования

| m | Годы | I | II | III | VIII | IX | X | XI | XII | Qмежсред | m* | Годы | Qмеж.сред | P |
|----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|----------|----|------|-----------|----|
| 1 | 1936 | 101 | 108 | 113 | 141 | 128 | 124 | 107 | 97 | 115 | 1 | 1983 | 215 | 2 |
| 2 | 1937 | 106 | 117 | 141 | 330 | 310 | 194 | 131 | 108 | 180 | 2 | 1966 | 210 | 4 |
| 3 | 1938 | 104 | 105 | 106 | 336 | 330 | 286 | 207 | 107 | 198 | 3 | 1955 | 210 | 6 |
| 4 | 1939 | 102 | 108 | 121 | 287 | 260 | 247 | 241 | 103 | 184 | 4 | 1958 | 205 | 8 |
| 5 | 1940 | 109 | 108 | 116 | 306 | 302 | 280 | 254 | 101 | 197 | 5 | 1971 | 205 | 10 |
| 6 | 1941 | 103 | 116 | 126 | 327 | 311 | 246 | 152 | 107 | 186 | 6 | 1964 | 202 | 12 |
| 7 | 1942 | 100 | 113 | 144 | 233 | 217 | 169 | 124 | 106 | 151 | 7 | 1938 | 198 | 14 |
| 8 | 1943 | 109 | 114 | 128 | 274 | 238 | 226 | 183 | 103 | 172 | 8 | 1977 | 197 | 16 |
| 9 | 1944 | 107 | 112 | 121 | 280 | 224 | 186 | 148 | 104 | 160 | 9 | 1940 | 197 | 18 |
| 10 | 1945 | 106 | 117 | 133 | 273 | 182 | 133 | 130 | 116 | 149 | 10 | 1941 | 186 | 20 |
| 11 | 1946 | 102 | 112 | 132 | 233 | 215 | 195 | 146 | 114 | 156 | 11 | 1953 | 185 | 22 |
| 12 | 1947 | 103 | 123 | 147 | 306 | 248 | 213 | 156 | 106 | 175 | 12 | 1939 | 184 | 24 |
| 13 | 1948 | 113 | 115 | 117 | 320 | 153 | 149 | 142 | 125 | 154 | 13 | 1978 | 184 | 25 |
| 14 | 1949 | 60 | 75 | 69 | 182 | 168 | 174 | 205 | 100 | 129 | 14 | 1984 | 183 | 27 |
| 15 | 1950 | 100 | 103 | 99 | 96 | 85 | 222 | 193 | 123 | 128 | 15 | 1937 | 180 | 29 |
| 16 | 1951 | 128 | 144 | 135 | 290 | 214 | 110 | 96 | 101 | 152 | 16 | 1956 | 177 | 31 |
| 17 | 1952 | 76 | 82 | 96 | 195 | 171 | 103 | 99 | 96 | 115 | 17 | 1962 | 176 | 33 |
| 18 | 1953 | 115 | 117 | 115 | 246 | 238 | 273 | 234 | 143 | 185 | 18 | 1947 | 175 | 35 |
| 19 | 1954 | 107 | 110 | 110 | 96 | 129 | 152 | 112 | 111 | 116 | 19 | 1974 | 175 | 37 |
| 20 | 1955 | 131 | 102 | 128 | 262 | 338 | 290 | 251 | 174 | 210 | 20 | 1979 | 172 | 39 |
| 21 | 1956 | 97 | 105 | 170 | 200 | 200 | 294 | 211 | 141 | 177 | 21 | 1943 | 172 | 41 |
| 22 | 1957 | 69 | 77 | 67 | 187 | 176 | 237 | 214 | 138 | 146 | 22 | 1968 | 171 | 43 |
| 23 | 1958 | 125 | 138 | 225 | 273 | 219 | 262 | 252 | 147 | 205 | 23 | 1975 | 168 | 45 |
| 24 | 1959 | 105 | 111 | 129 | 98 | 169 | 88 | 93 | 96 | 111 | 24 | 1965 | 163 | 47 |
| 25 | 1960 | 87 | 101 | 107 | 171 | 94 | 92 | 91 | 96 | 105 | 25 | 1944 | 160 | 49 |
| 26 | 1961 | 95 | 96 | 97 | 175 | 152 | 134 | 127 | 85 | 120 | 26 | 1946 | 156 | 51 |
| 27 | 1962 | 114 | 122 | 123 | 190 | 326 | 304 | 126 | 105 | 176 | 27 | 1948 | 154 | 53 |
| 28 | 1963 | 100 | 108 | 104 | 105 | 155 | 120 | 112 | 104 | 114 | 28 | 1951 | 152 | 55 |
| 29 | 1964 | 104 | 105 | 107 | 336 | 329 | 313 | 157 | 163 | 202 | 29 | 1969 | 152 | 57 |
| 30 | 1965 | 107 | 108 | 122 | 112 | 239 | 124 | 312 | 178 | 163 | 30 | 1942 | 151 | 59 |
| 31 | 1966 | 141 | 180 | 146 | 262 | 301 | 254 | 224 | 169 | 210 | 31 | 1945 | 149 | 61 |
| 32 | 1967 | 81 | 96 | 60 | 162 | 149 | 243 | 77 | 80 | 119 | 32 | 1957 | 146 | 63 |
| 33 | 1968 | 130 | 146 | 147 | 201 | 259 | 186 | 182 | 120 | 171 | 33 | 1980 | 143 | 65 |
| 34 | 1969 | 82 | 99 | 85 | 232 | 158 | 250 | 190 | 118 | 152 | 34 | 1973 | 142 | 67 |
| 35 | 1970 | 93 | 107 | 105 | 123 | 99 | 121 | 115 | 108 | 109 | 35 | 1976 | 141 | 69 |
| 36 | 1971 | 118 | 127 | 123 | 235 | 310 | 336 | 217 | 172 | 205 | 36 | 1982 | 130 | 71 |
| 37 | 1972 | 99 | 112 | 100 | 136 | 80 | 103 | 98 | 108 | 105 | 37 | 1949 | 129 | 73 |
| 38 | 1973 | 82 | 91 | 101 | 144 | 152 | 252 | 192 | 120 | 142 | 38 | 1950 | 128 | 75 |
| 39 | 1974 | 86 | 92 | 88 | 287 | 293 | 234 | 191 | 131 | 175 | 39 | 1985 | 127 | 76 |
| 40 | 1975 | 120 | 124 | 130 | 224 | 224 | 182 | 195 | 148 | 168 | 40 | 1961 | 120 | 78 |
| 41 | 1976 | 112 | 120 | 159 | 90 | 101 | 196 | 194 | 159 | 141 | 41 | 1967 | 119 | 80 |
| 42 | 1977 | 89 | 95 | 90 | 246 | 316 | 217 | 322 | 202 | 197 | 42 | 1954 | 116 | 82 |
| 43 | 1978 | 107 | 110 | 107 | 218 | 190 | 306 | 259 | 172 | 184 | 43 | 1981 | 116 | 84 |
| 44 | 1979 | 58 | 69 | 82 | 317 | 278 | 246 | 192 | 137 | 172 | 44 | 1936 | 115 | 86 |
| 45 | 1980 | 117 | 120 | 126 | 207 | 173 | 156 | 147 | 100 | 143 | 45 | 1952 | 115 | 88 |
| 46 | 1981 | 109 | 119 | 113 | 155 | 96 | 109 | 109 | 115 | 116 | 46 | 1963 | 114 | 90 |
| 47 | 1982 | 100 | 109 | 104 | 202 | 210 | 104 | 103 | 106 | 130 | 47 | 1959 | 111 | 92 |
| 48 | 1983 | 119 | 124 | 117 | 310 | 333 | 206 | 330 | 181 | 215 | 48 | 1970 | 109 | 94 |
| 49 | 1984 | 113 | 121 | 127 | 293 | 219 | 242 | 199 | 152 | 183 | 49 | 1960 | 105 | 96 |
| 50 | 1985 | 127 | 131 | 123 | 240 | 101 | 86 | 84 | 123 | 127 | 50 | 1972 | 105 | 98 |

Базовый маловодный год в этой таблице тоже выделяем **голубым** цветом, а год, выпавший на обеспеченность $P = 90\%$ принимаем за текущий маловодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{P90(\text{меженный})} = \frac{Q_{\text{сред.половодн.текущ.}}(1963)}{Q_{\text{сред.половодн.баз.}}(1961)} = \frac{114}{120} = 0,95, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{сред.межен.текущ.}}$ – средний расход в текущем маловодном году;
 $Q_{\text{сред.межен.баз.}}$ – средний расход в базовом маловодном году.

Базовый средневодный год в этой таблице выделяем **оранжевым** цветом, а год, выпавший на обеспеченность $P = 49\%$ принимаем за текущий средневодный год. Найдём коэффициент приведения по формуле:

$$K_{P49(\text{меженный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}(1944)}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}}(1980)} = \frac{160}{143} = 1,119, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{сред.средневод.текущ.}}$ – средний расход в текущем средневодном году;
 $Q_{\text{сред.средневод.баз.}}$ – средний расход в базовом средневодном году.

III. Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет.

а) маловодный год. Расходы базового маловодного года (1961) выписываются отдельной строкой. Т.к. коэффициенты приведения $K_{P90(\text{меженный})} = 0,95$, $K_{P90(\text{половодный})} = 0,879$ оба понижающие, расходы остаются прежними, данные заносим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для расчетного гидрографа маловодного года

| Год P=90% | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Ср. год |
|--------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------------|
| 1961 | 95 | 96 | 97 | 578 | 774 | 501 | 444 | 175 | 152 | 134 | 127 | 85 | 272 |

б) средневодный год. Расходы базового средневодного года (1980) выписываются отдельной строкой. Т.к. коэффициенты приведения $K_{P49(\text{меженный})} = 1,119$, $K_{P49(\text{половодный})} = 1,026$ оба повышающие, расходы остаются прежними, данные заносим в таблицу 2.5 и изобразим расчетные гидрографы для маловодного и средневодного лет на рисунке 2.2.

Таблица 2.5 – Данные для расчетного гидрографа средневодного года

| Год P=49% | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Ср. год |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------------|
| 1980 | 117 | 120 | 126 | 671 | 939 | 601 | 549 | 207 | 173 | 156 | 147 | 100 | 326 |

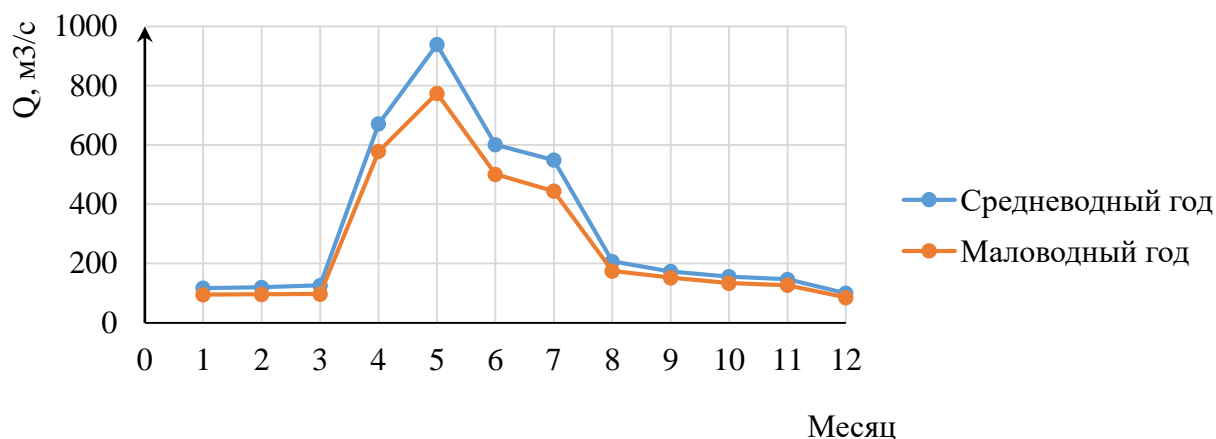


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного лет

2.1.2 Определения вида регулирования стока водохранилищем

Для определения вида регулирования стока водохранилище рассчитывают коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}}, \quad (2.6)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$W_{\text{ср. мн.}}$ – объем среднегодовалого стока реки.

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годичным.

Объем среднегодовалого стока реки определяется по формуле:

$$W_{\text{ср. мн}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot Q_{\text{ср}}}{10^9}, \quad (2.7)$$

где $Q_{\text{ср}}$ – среднегодовой расход реки (из таблицы 1.8 $Q_{\text{ср}} = 339 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$)

$$W_{\text{ср}} = \frac{3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 339}{10^9} = 10,69 \text{ км}^3.$$

Полезный объем рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{пол}} = \frac{1}{3} \cdot V_{\text{НПУ}} = \frac{1}{3} \cdot 0,47 = 0,156 \text{ км}^3. \quad (2.8)$$

Соответственно:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мн}}} = \frac{0,156}{10,69} = 0,0156.$$

Если $\beta < 0,1$ регулирование считается суточным, если $\beta > 0,1$ – годовым. Получилось $\beta < 0,1$ – суточное регулирование.

2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований санитарного попуска

Для расчетов используются данные из таблиц 1.6 и 1.7. Формулы, используемые для расчетов [2]:

1) суммарные потери, вычисляются по формуле:

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_{\text{исп}} + Q_{\text{льдообр}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{шлюз}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения;
 $Q_{\text{льдообр}}$ – потери на льдообразование;
 $Q_{\text{ф}}$ – фильтрационные потери;
 $Q_{\text{шлюз}}$ – потери на шлюзование.

2) Полезный объем, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{п}i} = Q_i - \sum Q_{\text{пот}i}, \quad (2.10)$$

где Q_i – расход средневодного года в i месяц;
 $\sum Q_{\text{пот}i}$ – суммарные потери в i месяц.

3) расход в НБ, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{нб}i} = Q_i + Q_{\text{ф}}, \quad (2.11)$$

где Q_i – то же, что и в формуле (2.9);
 $Q_{\text{ф}}$ – то же, что и в формуле (2.9).

4) отметка ВБ, равная отметке НПУ;

5) отметка НБ, рассчитывается по зимней и летней кривым полинома (рисунки 3,4);

6) напор, рассчитывается по формуле:

$$H_i = Z_{\text{вб}i} - Z_{\text{нб}i} - \Delta h, \quad (2.12)$$

где $Z_{вбi}$ – отметка ВБ в i месяц;
 $Z_{нбi}$ – отметка НБ в i месяц;
 Δh – потери напора.

7) мощность ГЭС, рассчитывается по формуле:

$$N_{гэс i} = \frac{k_N \cdot Q_{п i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.13)$$

где $Q_{п i}$ – полезный объем в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

8) мощность сан попуска, рассчитывается по формуле:

$$N_{сан i} = \frac{k_N \cdot Q_{сан i} \cdot H_i}{1000}, \quad (2.14)$$

где $Q_{сан i}$ – расход сан попуска в i месяц;
 H_i – напор в i месяц;
 k_N – коэффициент мощности.

9) гарантированная мощность, рассчитывается по формуле:

$$\Delta N_i = N_{гэс i} - N_{сан i}, \quad (2.15)$$

где $N_{гэс i}$ – то же, что и в формуле (2.13);
 $N_{сан i}$ – то же, что и в формуле (2.14).

10) выработка, рассчитывается по формуле:

$$\Delta Э_i = \Delta N_i \cdot 24, \quad (2.16)$$

где ΔN_i – то же, что и в формуле (2.15).

Полученные расчеты заносим в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС без регулирования

| Параметры | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $\sum Q_{\text{пот}}$ | 6 | 6 | 7 | 18 | 24 | 37 | 34 | 11 | 8 | 17 | 11 | 6 |
| $Q_{\text{пi}}$ | 111 | 114 | 119 | 653 | 915 | 564 | 515 | 196 | 165 | 139 | 136 | 94 |
| $Q_{\text{нбi}}$ | 112 | 115 | 120 | 654 | 916 | 565 | 516 | 197 | 166 | 140 | 137 | 95 |
| Zвб | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 |
| Zнб | 103,02 | 103,04 | 103,07 | 105,04 | 105,73 | 104,76 | 104,60 | 103,29 | 103,13 | 103,21 | 103,19 | 102,89 |
| H_i | 36,78 | 36,76 | 36,73 | 34,76 | 34,07 | 35,04 | 35,20 | 36,51 | 36,67 | 36,59 | 36,61 | 36,91 |
| $N_{\text{гэсi}}$, МВт | 35 | 36 | 37 | 195 | 268 | 170 | 156 | 61 | 52 | 44 | 43 | 30 |
| $N_{\text{санi}}$, МВт | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| ΔN_i , МВт | 23 | 23 | 25 | 183 | 256 | 158 | 144 | 49 | 39 | 31 | 30 | 17 |
| $\Delta \mathcal{E}_i$, МВт·ч | 541 | 563 | 597 | 4400 | 6150 | 3789 | 3451 | 1173 | 947 | 745 | 723 | 411 |

Целью данных расчетов является примерное нахождение значений ΔN и $\Delta \mathcal{E}$ за сутки каждого месяца для облегчения расчетов следующего этапа – ВЭР.

2.2.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Целью ВЭР является расчет сработки – наполнения водохранилища для суток каждого месяца, а также, совместно с расчетом сработки, построение баланса энергии. Нам понадобятся значения суточных графиков потребления из таблицы 1.2 [3], а также данные из таблицы 2.6.

Для начала нужно найти значение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС, оно определяется в самых нагруженных месяцах – январе или декабре. В нашем случае – январь. Берем значения из таблицы 1.2 для января. Выписывается значение $\Delta \mathcal{E}_{\text{январь}}$ с пика суточного графика нагрузки, обеспечивая максимально возможную рабочую мощность проектируемой ГЭС при заданном расходе

Далее находится линия гарантированной мощности. Значение этой линии отнимается от значений каждого часа. Сумма положительных значений мощностей должны равняться значению $\Delta \mathcal{E}$ из таблицы 2.6. Результаты представим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Примерное нахождение зоны работы проектируемой ГЭС

| Часы | Мощность, МВт | Линия ограничения - 3609,5 |
|--------------|---------------|----------------------------|
| 0:00:00 | 3236 | -373 |
| 1:00:00 | 3245 | -365 |
| 2:00:00 | 3228 | -381 |
| 3:00:00 | 3245 | -364 |
| 4:00:00 | 3315 | -294 |
| 5:00:00 | 3429 | -180 |
| 6:00:00 | 3576 | -34 |
| 7:00:00 | 3665 | 56 |
| 8:00:00 | 3693 | 84 |
| 9:00:00 | 3679 | 70 |
| 10:00:00 | 3660 | 51 |
| 11:00:00 | 3646 | 37 |
| 12:00:00 | 3630 | 20 |
| 13:00:00 | 3604 | -5 |
| 14:00:00 | 3599 | -11 |
| 15:00:00 | 3621 | 12 |
| 16:00:00 | 3680 | 71 |
| 17:00:00 | 3689 | 80 |
| 18:00:00 | 3664 | 54 |
| 19:00:00 | 3617 | 8 |
| 20:00:00 | 3554 | -56 |
| 21:00:00 | 3474 | -136 |
| 22:00:00 | 3376 | -234 |
| 23:00:00 | 3314 | -295 |
| $\sum N^{+}$ | | 541 |

В результате, получаем значения мощности в различные часы суток для января. В положительные значения мощности водохранилище срабатывает, в отрицательные – наполняется. По этим значениям строится баланс энергии. Изобразим баланс энергии на рисунке 2.3.

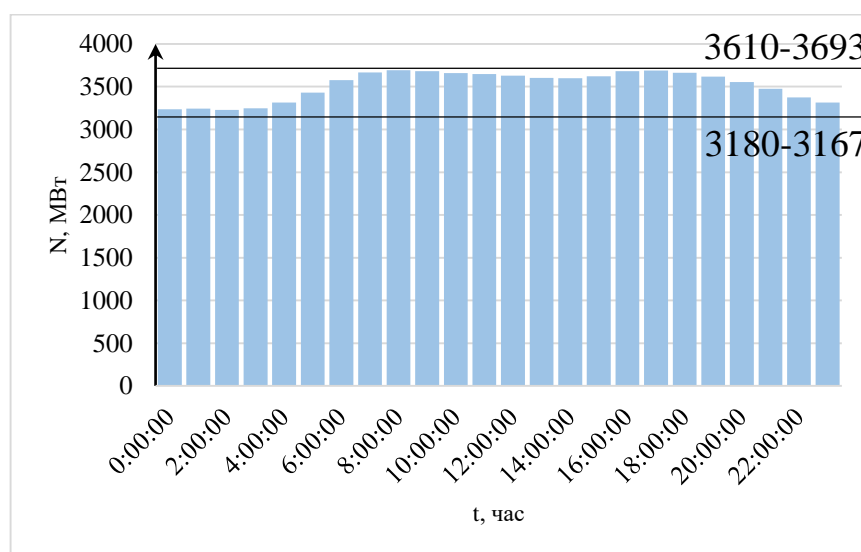


Рисунок 2.3 – Баланс энергии январь

Далее, выполняется расчет сработки – наполнения водохранилища:

- 1) $Q_{\text{быт}}$, $Q_{\text{потер}}$, $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{полез}}$, заполняются из таблиц 1.6, 1.7 и 2.9;
- 2) сработка начинается при $V_{\text{вдхр}} = V_{\text{НПУ}}$, $Z_{\text{вб н}} = Z_{\text{НПУ}}$ и в конце расчета отметка и объем должны вернуться к значениям при НПУ,
- 3) ΔV считается по формуле за определенный час:

$$\Delta V = \frac{60 \cdot 60 \cdot Q_{\text{вдхр}}}{10^{-9}}, \quad (2.17)$$

где $Q_{\text{вдхр}}$ – расход водохранилища.

- 4) отметки ВБ и НБ рассчитываются по кривым полинома (рисунок 1.3) и (рисунок 1.4) соответственно;
- 5) напор вычисляется по формуле:

$$H_i = Z_{\text{ср}i} - Z_{\text{к}i} - \Delta h, \quad (2.18)$$

где $Z_{\text{ср}i}$ – средняя отметка ВБ;
 $Z_{\text{к}i}$ – конечная отметка ВБ.

- 6) $N_{\text{гэс}}$ вычисляется по формуле (2.13).

Результат расчетов для января представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Сработка – наполнение водохранилища январь

| Январь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|--------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 117 | 5 | 1 | 111 | 106 | 217 | 0 | 218 | 40 | 0,4700 | 0,00038 | 0,4696 | 140,00 | 139,99 | 139,99 | 103,70 | 36,09 | 67 |
| 8 | 117 | 5 | 1 | 111 | 200 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4696 | 0,00072 | 0,4689 | 139,99 | 139,96 | 139,97 | 104,20 | 35,57 | 95 |
| 9 | 117 | 5 | 1 | 111 | 154 | 265 | 0 | 266 | 40 | 0,4689 | 0,00055 | 0,4683 | 139,96 | 139,94 | 139,95 | 103,97 | 35,78 | 82 |
| 10 | 117 | 5 | 1 | 111 | 90 | 201 | 0 | 202 | 40 | 0,4683 | 0,00032 | 0,4680 | 139,94 | 139,93 | 139,93 | 103,61 | 36,12 | 62 |
| 11 | 117 | 5 | 1 | 111 | 42 | 153 | 0 | 154 | 40 | 0,4680 | 0,00015 | 0,4679 | 139,93 | 139,92 | 139,92 | 103,31 | 36,41 | 48 |
| 12 | 117 | 5 | 1 | 111 | -11 | 100 | 0 | 101 | 40 | 0,4679 | -0,00004 | 0,4679 | 139,92 | 139,92 | 139,92 | 102,93 | 36,79 | 32 |
| 13 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4679 | -0,00026 | 0,4682 | 139,92 | 139,93 | 139,93 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 14 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4682 | -0,00026 | 0,4684 | 139,93 | 139,94 | 139,94 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 15 | 117 | 5 | 1 | 111 | -38 | 73 | 0 | 74 | 40 | 0,4684 | -0,00014 | 0,4686 | 139,94 | 139,95 | 139,94 | 102,71 | 37,03 | 23 |
| 16 | 117 | 5 | 1 | 111 | 156 | 267 | 0 | 268 | 40 | 0,4686 | 0,00056 | 0,4680 | 139,95 | 139,92 | 139,94 | 103,98 | 35,76 | 82 |
| 17 | 117 | 5 | 1 | 111 | 187 | 298 | 0 | 299 | 40 | 0,4680 | 0,00067 | 0,4673 | 139,92 | 139,90 | 139,91 | 104,14 | 35,57 | 91 |
| 18 | 117 | 5 | 1 | 111 | 101 | 212 | 0 | 213 | 40 | 0,4673 | 0,00036 | 0,4670 | 139,90 | 139,89 | 139,89 | 103,67 | 36,02 | 66 |
| 19 | 117 | 5 | 1 | 111 | -51 | 60 | 0 | 61 | 40 | 0,4670 | -0,00018 | 0,4671 | 139,89 | 139,89 | 139,89 | 102,60 | 37,09 | 19 |
| 20 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4671 | -0,00026 | 0,4674 | 139,89 | 139,90 | 139,90 | 102,41 | 37,29 | 13 сан |
| 21 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4674 | -0,00026 | 0,4677 | 139,90 | 139,91 | 139,91 | 102,41 | 37,30 | 13 сан |
| 22 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4677 | -0,00026 | 0,4679 | 139,91 | 139,92 | 139,92 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 23 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4679 | -0,00026 | 0,4682 | 139,92 | 139,93 | 139,93 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 0 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4682 | -0,00026 | 0,4684 | 139,93 | 139,94 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 1 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4684 | -0,00026 | 0,4687 | 139,94 | 139,95 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 2 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4687 | -0,00026 | 0,4690 | 139,95 | 139,96 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 3 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4690 | -0,00026 | 0,4692 | 139,96 | 139,97 | 139,97 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 4 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4692 | -0,00026 | 0,4695 | 139,97 | 139,98 | 139,98 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 5 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4695 | -0,00026 | 0,4697 | 139,98 | 139,99 | 139,99 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 117 | 5 | 1 | 111 | -72 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4697 | -0,00026 | 0,4700 | 139,99 | 140,00 | 140,00 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |

Результатом расчета является график изменения отметки водохранилища от времени (рисунок 2.4)

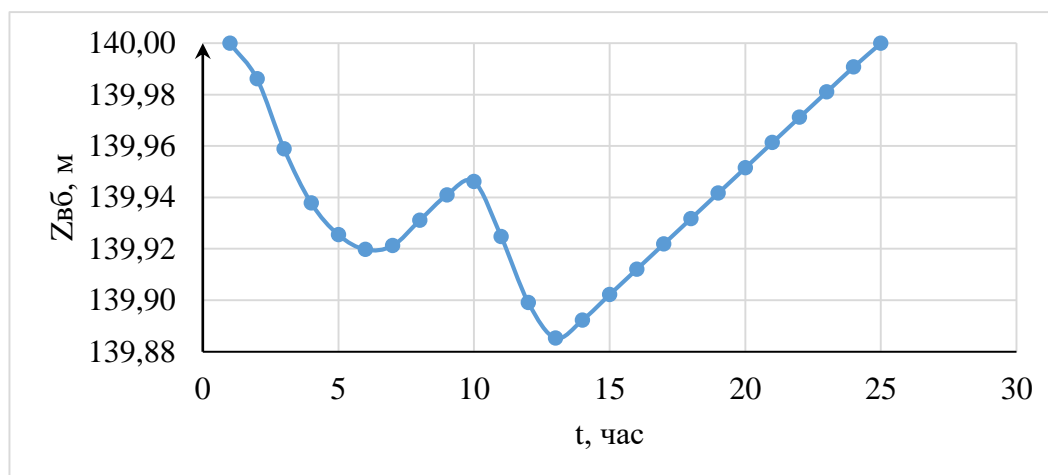


Рисунок 2.4 – График изменения отметки водохранилища от времени январь

Мощность, в 8 час суток – максимальная гарантированная мощность, которую проектируемая станция может выдать.

Баланс энергии для каждого месяца указан в приложении совместно с балансом мощности 2.3 пункта (приложения А, рисунок А.13 – А.23).

Расчет сработки – наполнения водохранилища для других месяцев указаны в приложении (приложения А, таблица А.1 – А.11).

Целью расчета сработки – наполнения является определение отметки УМО и полезного объема водохранилища. Из финального графика изменения отметки водохранилища от времени за все месяца (приложения А, рисунок А.1) выясняем отметку УМО и рассчитываем полезный объем:

$$Z_{\text{УМО}} = 139,80 \text{ (м)},$$

$$V_{\text{пол}} = 0,0053 \text{ км}^3.$$

В другие месяцы, кроме апреля, мая, июня и июля (в эти месяцы проектируемая станция работает в базе), линия гарантированной мощности смещается в следствии превышения максимальной гарантированной выработки проектируемой станции, лишняя мощность равномерно перераспределяется на другие часы суток, в которых максимальная гарантированная мощность не достигнута.

2.3 Баланс мощности энергосистемы

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности существующих станций энергосистемы за каждый месяц. Для этого строятся ИКН – приращения мощности от приращения выработки.

Рассчитываются координаты приращения мощности и выработки для построения ИКН. По оси абсцисс откладываются значения среднесуточной выработки существующих ГЭС, взятые с сайта «Системный оператор». Пересечение оси абсцисс с ИКН является рабочей мощностью существующих станций.

Для примера, выполним все вышеуказанные операции для января. Расчеты для построения ИКН занесен в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчет ИКН январь

| Час | P _i , МВт | P _i ·, МВт | dP, МВт | t, час | dЭ, млн кВт·ч | кР, МВт | кЭ, млн кВт·ч |
|----------|----------------------|-----------------------|---------|--------|---------------|---------|---------------|
| 0:00:00 | 3236 | 3693 | 4 | 1 | 0,004 | 4 | 0,004 |
| 1:00:00 | 3245 | 3689 | 9 | 2 | 0,018 | 13 | 0,022 |
| 2:00:00 | 3228 | 3680 | 1 | 3 | 0,003 | 14 | 0,025 |
| 3:00:00 | 3245 | 3679 | 14 | 4 | 0,056 | 28 | 0,081 |
| 4:00:00 | 3315 | 3665 | 1 | 5 | 0,005 | 29 | 0,086 |
| 5:00:00 | 3429 | 3664 | 4 | 6 | 0,024 | 33 | 0,11 |
| 6:00:00 | 3576 | 3660 | 14 | 7 | 0,098 | 47 | 0,208 |
| 7:00:00 | 3665 | 3646 | 16 | 8 | 0,128 | 63 | 0,336 |
| 8:00:00 | 3693 | 3630 | 9 | 9 | 0,081 | 72 | 0,417 |
| 9:00:00 | 3679 | 3621 | 4 | 10 | 0,04 | 76 | 0,457 |
| 10:00:00 | 3660 | 3617 | 13 | 11 | 0,143 | 89 | 0,6 |
| 11:00:00 | 3646 | 3604 | 5 | 12 | 0,06 | 94 | 0,66 |
| 12:00:00 | 3630 | 3599 | 23 | 13 | 0,299 | 117 | 0,959 |
| 13:00:00 | 3604 | 3576 | 22 | 14 | 0,308 | 139 | 1,267 |
| 14:00:00 | 3599 | 3554 | 80 | 15 | 1,2 | 219 | 2,467 |
| 15:00:00 | 3621 | 3474 | 45 | 16 | 0,72 | 264 | 3,187 |
| 16:00:00 | 3680 | 3429 | 53 | 17 | 0,901 | 317 | 4,088 |
| 17:00:00 | 3689 | 3376 | 61 | 18 | 1,098 | 378 | 5,186 |
| 18:00:00 | 3664 | 3315 | 1 | 19 | 0,019 | 379 | 5,205 |
| 19:00:00 | 3617 | 3314 | 69 | 20 | 1,38 | 448 | 6,585 |
| 20:00:00 | 3554 | 3245 | 0 | 21 | 0 | 448 | 6,585 |
| 21:00:00 | 3474 | 3245 | 9 | 22 | 0,198 | 457 | 6,783 |
| 22:00:00 | 3376 | 3236 | 8 | 23 | 0,184 | 465 | 6,967 |
| 23:00:00 | 3314 | 3228 | 3228 | 24 | 77,472 | 3693 | 84,439 |

Значение среднесуточной выработки существующих ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{сущ среднесут}} = 6,36 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Из рисунка 2.5, представленного ниже, определяем рабочую мощность существующих ГЭС за январь – 430 МВт.

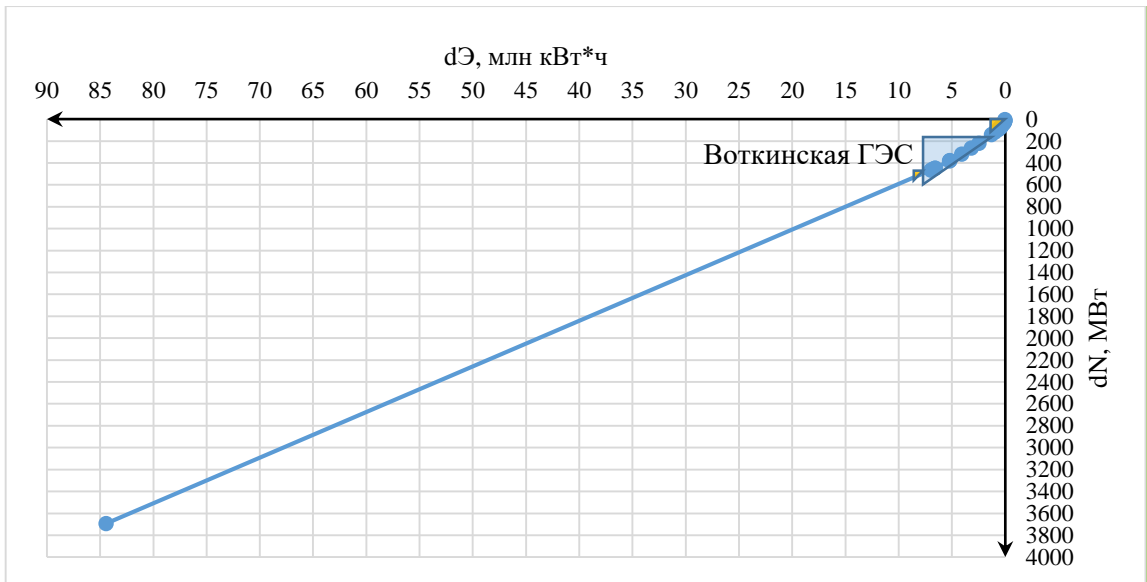


Рисунок 2.5 – ИКН январь

Строится баланс мощности для января. Изобразим баланс мощности на рисунке 2.6.

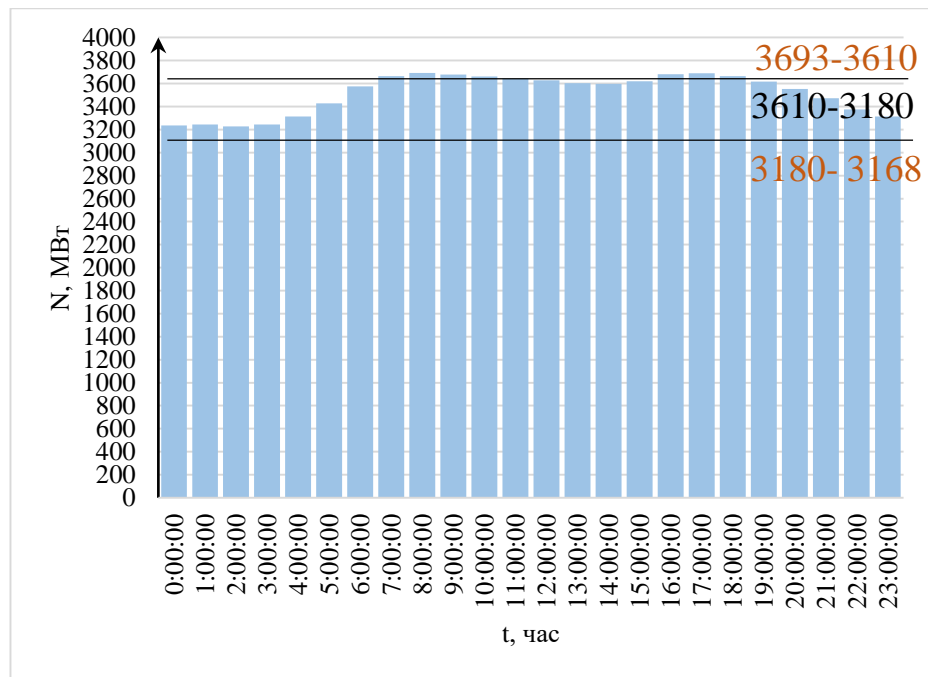


Рисунок 2.6 – Баланс мощности январь:
 черным – раб. мощность суц. ГЭС, **коричневым** – раб. мощность проект.
 ГЭС, остальная раб мощность: ТЭС, АЭС

Такая процедура расчета проводится для каждого месяца. Таблицы и кривые ИКН приведены в приложениях (приложение А, таблица А.12 – А.22, рисунок А.2 – А.12)

2.4 Резервы мощности энергосистемы. Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Различают аварийный, нагрузочный и ремонтный резервы:

1) нагрузочный резерв составляет 2% от максимальной мощности энергосистемы. Этот вид резерва присутствует у существующих и проектируемой ГЭС и пропорционален в зависимости рабочей мощности. В данном случае у проектируемой ГЭС нагрузочный резерв составляет 2,9 МВт.

2) аварийный резерв составляет 10% от максимальной мощности энергосистемы. Аварийный резерв присутствует у существующих ГЭС, а также у ТЭС и АЭС. В данном случае аварийный резерв составляет 369 МВт.

3) ремонтный резерв. Планирование капитальных ремонтов у ГЭС и ТЭС производится в периоды свободной мощности, т.е. когда энергосистема не максимально нагружена. Период ремонта гидроагрегатов осуществляется 1 раз в 4 года в течении 1 месяца. У ТЭС ремонт оборудования происходит в среднем 1 раз в 2 года.

Ремонтный резерв проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot 1 \text{мес} = \frac{98}{4} = 25 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.19)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – планируемая установленная мощность проектируемой ГЭС.

Ремонтный резерв существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{520}{6} = 87 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.20)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Для расчета ремонтного резерва у ТЭС необходимо знать установленную мощность ТЭС:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}} = 3168 + 317 = 3485 \text{ МВт}, \quad (2.21)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}$ – рабочая мощность существующих ТЭС;
 $N_{\text{ав.рез.}}^{\text{ТЭС}}$ – аварийный резерв существующих ТЭС.

Ремонтный резерв ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{2} = \frac{3485}{2} = 1743 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Площадь ремонтных резервов ГЭС распределяются на несколько месяцев. Все резервы добавляются на годичный баланс мощности (рисунок 2.7)

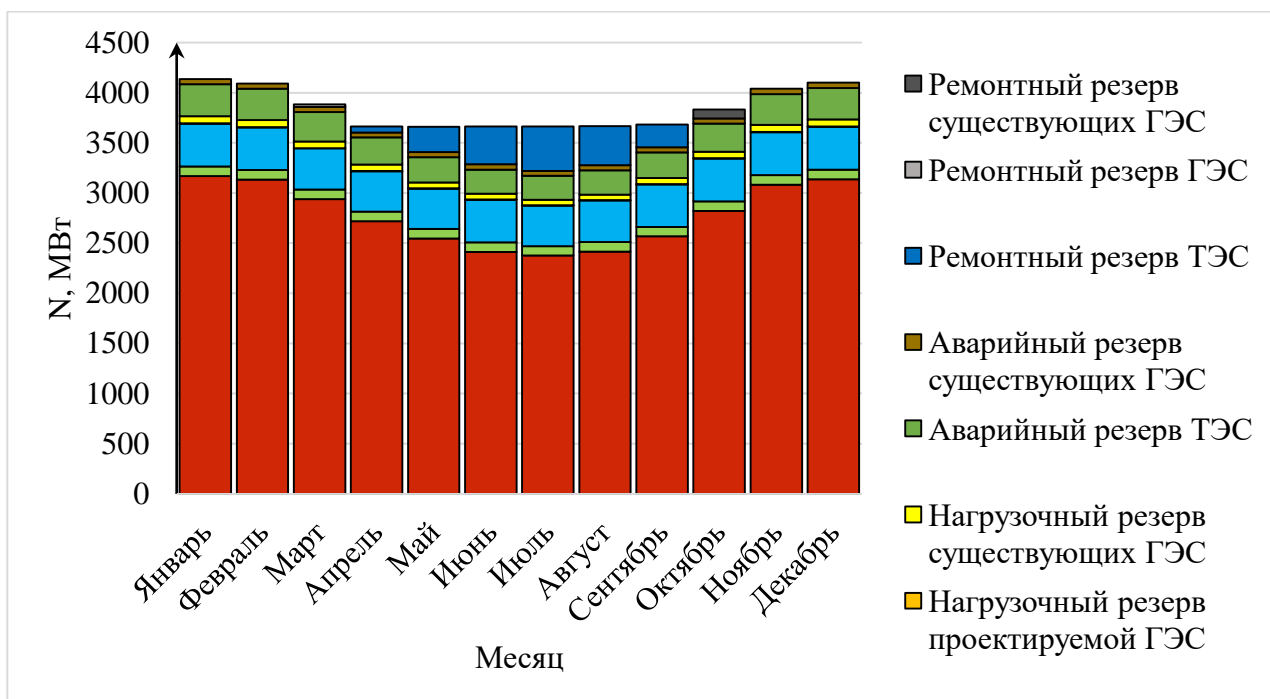


Рисунок 2.7 – Баланс мощности и резервы на годовом графике нагрузки

Исходя из нагрузочного резерва проектируемой ГЭС установленная мощность проектируемой станции составляет:

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{нагр.рез.}}^{\text{пр.ГЭС}} = 95,1 + 2,9 = 98 \text{ МВт}. \quad (2.23)$$

2.5 Режимное поле

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС – построить режимное поле. Для построения режимного поля необходимо линии ограничения по напору при НПУ и УМО.

Построение этих линий по формуле:

$$H = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - \Delta h, \quad (2.24)$$

Отметка уровня воды в водохранилище изменяется от НПУ до УМО, отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Построим линии ограничения работы турбин:

1) линия ограничения по расчетной установленной мощности, строится по формуле (2.13) в зависимости от напора;

2) линия ограничения по пропускной способности ГЭС строится по следующей формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_p}}, \quad (2.25)$$

где Q_{max} – максимальная пропускная способность ГЭС при расчетном напоре.

3) ограничением слева на режимном поле является минимальный расход – ограничение по санитарному пропуску (таблица 1.6);

Строится режимное поле (рисунок 2.8)

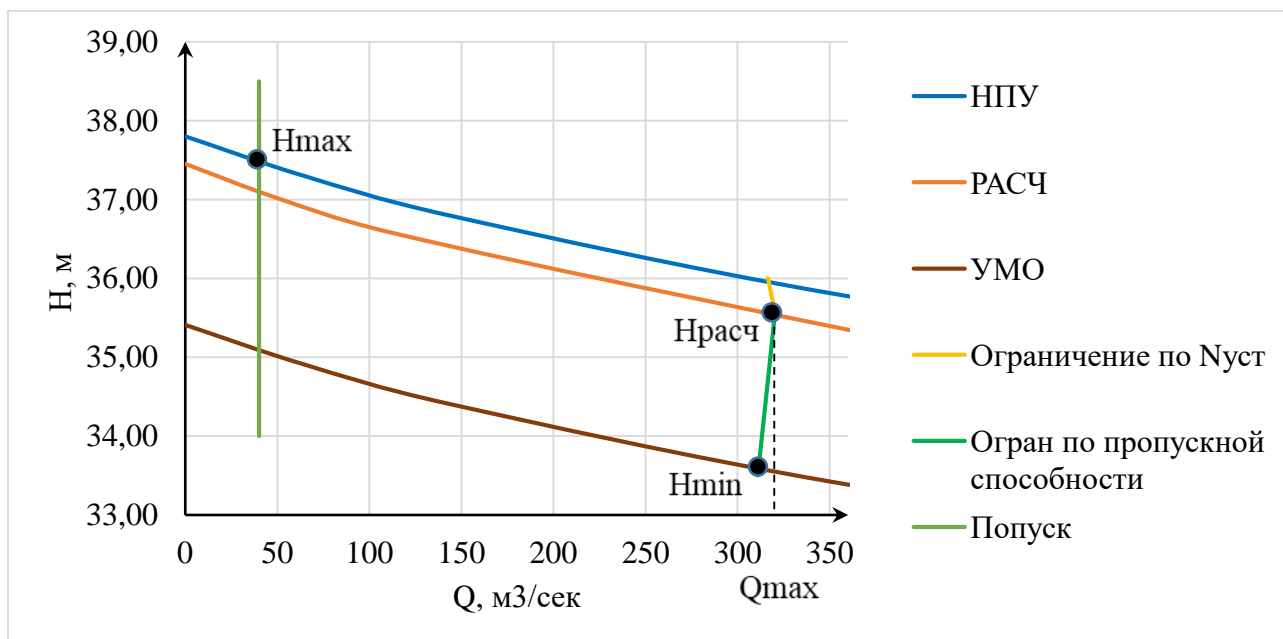


Рисунок 2.8 – Режимное поле

Из режимного поля следует:

- 1) максимальная пропускная способность $Q_{\text{max}}=317 \text{ м}^3/\text{с}$;
- 2) максимальный напор $H_{\text{max}}=37,49 \text{ м}$;
- 3) расчетный напор $H_{\text{расч}}=35,57 \text{ м}$;
- 4) минимальный напор $H_{\text{min}}=33,6 \text{ м}$.

Наиболее подходящие турбины ПЛ 40а-В, ПЛ 40б-В.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

3.1.1 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, гидроагрегат работал с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса [4].

При данном диапазоне напоров подходящие варианты занесены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

| Параметр | ПЛ40а-В | ПЛ40б-В |
|---------------------------------------------------|---------|---------|
| $H_{\text{пред}}, \text{ м}$ | 40 | 40 |
| $H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$ | 0,885 | 0,5 |
| $n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$ | 125 | 123 |
| $Q'_{\text{opt}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1,02 | 1,15 |
| $\eta_{\text{м opt}}$ | 0,913 | 0,904 |
| $\eta_{\text{м P1}}$ | 0,883 | 0,895 |
| $Q'_{\text{I P1}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1,695 | 1,618 |
| $D'_1, \text{ м}$ | 0,46 | 0,46 |
| $H_{\text{мод}}, \text{ м}$ | 4 | 4 |
| $t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$ | 10 | 20 |
| $v_{\text{мод}}, \text{ м}^2/\text{с} \cdot 10^6$ | 1,3 | 1,01 |
| $v_{\text{н}}, \text{ м}^2/\text{с} \cdot 10^6$ | 1,268 | 1,268 |

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитали следующие параметры (для примера расчетов рассчитали параметры для ГТ ПЛ40а-В-300):

- КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м P1}}) \left(0,25 + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,883) \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{35,57}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,268}{1,3}} \right) =$$

$$= 0,923,$$

где η_{MP1} - КПД модельной турбины в точке P1;

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

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

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

- мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a^* = 9.81 \cdot Q'_{IP1} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

$$N_a^* = 9.81 \cdot 1,695 \cdot 3^2 \cdot 35,57^{1,5} \cdot 0,923 \cdot 0,97 = 28409 \text{ кВт},$$

где Q'_{IP1} - приведенный расход в точке P1;

η_T - КПД натурной турбины;

η_G - КПД генератора ($\eta_G=0,97$).

- количество агрегатов:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.3)$$

$$Z_a^* = \frac{98000}{28409} \approx 3,45,$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 98000$ кВт);

N_a^* - мощность агрегата.

- получившееся значение округляется до целого числа:

$$Z_a \approx 3,45 = 4. \quad (3.4)$$

- пересчитывается мощность агрегата для целого числа $Z_{\text{агр}}$:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.5)$$

$$N_a = \frac{98000}{4} = 24500 \text{ кВт.}$$

- поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M P_1}, \quad (3.6)$$

$$\Delta_1 = \frac{0,923}{0,883} = 1,04.$$

- частота вращения турбины:

$$n_c^* = \frac{n'_{opt} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

$$n_c^* = \frac{125 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 35,57}}{3} \approx 254,0 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

где n'_{opt} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в р. точке.

- полученное значение частоты вращения турбины округляется до стандартного значения ряда частот:

$$n_c \approx 254,0 = 300 \frac{\text{об}}{\text{мин}}. \quad (3.8)$$

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \max} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{\min})^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I p} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_c D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{I \max} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 33,6)^{0,5}} = 151,9 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{I p} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 35,57)^{0,5}} = 147,6 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{I \min} = \frac{300 \cdot 3}{(1,04 \cdot 37,49)^{0,5}} = 143,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

- координаты расчетной точки натурной турбины:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{24500}{9,81 \cdot 3^2 \cdot 35,57^{1,5} \cdot 0,97} = 1,35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

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

- произведение для ограничения по генератору:

$$(Q'_I \cdot \eta_T)_{H_{\max}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}, \quad (3.13)$$

$$(Q'_I \cdot \eta_T)_{H_{\max}} = \frac{24500}{9,81 \cdot 3^2 \cdot 37,49^{1,5} \cdot 0,97} = 1,25 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

- приведенные минимальные расходы ограничения по сан попуску:

$$Q'_{I(H_{\min})} = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}}, \quad (3.14)$$

$$Q'_{I(H_{\max})} = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}}, \quad (3.15)$$

$$Q'_{I(H_{\min})} = \frac{40}{1 \cdot 3^2 \cdot \sqrt{33,6 \cdot 1,04}} = 0,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q'_{I(H_{\max})} = \frac{40}{1 \cdot 3^2 \cdot \sqrt{37,49 \cdot 1,04}} = 0,71 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Расчеты ПЛ40а-В стандартных диаметров представили в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

| | | | | | |
|------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м | 3 | 3,15 | 3,75 | 4,25 | 4,5 |
| η_T | 0,923 | 0,923 | 0,925 | 0,926 | 0,926 |
| N_a^* , кВт | 28409 | 31337 | 44490 | 57216 | 64180 |
| Z_a^* , шт | 3,45 | 3,13 | 2,20 | 1,71 | 1,53 |
| Z_a , шт | 4 | 4 | 3 | 2 | 2 |
| N_a , кВт | 24500 | 24500 | 32667 | 49000 | 49000 |
| Δ_1 | 1,04 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |
| n_c^* , об/мин | 254,0 | 242,0 | 203,4 | 179,6 | 169,7 |
| n_c , об/мин | 300 | 250 | 214,3 | 187,5 | 187,5 |
| $n'_{I\max}$, об/мин | 151,9 | 132,9 | 135,5 | 134,3 | 142,1 |
| n'_{Ip} , об/мин | 147,6 | 129,1 | 131,7 | 130,5 | 138,1 |
| $n'_{I\min}$, об/мин | 143,8 | 125,8 | 128,3 | 127,1 | 134,5 |
| $Q'_I \cdot \eta_T$, м ³ /с | 1,35 | 1,22 | 1,15 | 1,34 | 1,20 |
| $(Q'_I \cdot \eta_T)_{H_{\max}}$, м ³ /с | 1,25 | 1,13 | 1,06 | 1,24 | 1,11 |
| $Q'_{I(H_{\min})}$, м ³ /с | 0,75 | 0,68 | 0,48 | 0,37 | 0,33 |
| $Q'_{I(H_{\max})}$, м ³ /с | 0,71 | 0,64 | 0,45 | 0,35 | 0,31 |

Расчеты ПЛ40б-В стандартных диаметров представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

| | | | | | |
|------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| D1, м | 3 | 3,15 | 3,75 | 4,25 | 4,5 |
| η_T | 0,928 | 0,929 | 0,930 | 0,931 | 0,932 |
| N_a^* , кВт | 27286 | 30097 | 42726 | 54942 | 61628 |
| Z_a^* , шт | 3,59 | 3,26 | 2,29 | 1,78 | 1,59 |
| Z_a , шт | 4 | 4 | 3 | 2 | 2 |
| N_a , кВт | 24500 | 24500 | 32667 | 49000 | 49000 |
| Δ_1 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |
| n_c^* , об/мин | 249,0 | 237,2 | 199,4 | 176,1 | 166,3 |
| n_c , об/мин | 250 | 250 | 200 | 187,5 | 166,7 |
| $n'_{I\max}$, об/мин | 127,1 | 133,4 | 126,9 | 134,8 | 126,8 |
| n'_{Ip} , об/мин | 123,5 | 129,6 | 123,4 | 131,0 | 123,3 |
| $n'_{I\min}$, об/мин | 120,3 | 126,3 | 120,1 | 127,6 | 120,1 |
| $Q'_I \cdot \eta_T$, м ³ /с | 1,35 | 1,22 | 1,15 | 1,34 | 1,20 |
| $(Q'_I \cdot \eta_T)_{H_{\max}}$, м ³ /с | 1,25 | 1,13 | 1,06 | 1,24 | 1,11 |
| $Q'_{I(H_{\min})}$, м ³ /с | 0,75 | 0,68 | 0,48 | 0,37 | 0,33 |
| $Q'_{I(H_{\max})}$, м ³ /с | 0,71 | 0,65 | 0,46 | 0,35 | 0,32 |

Выбрали гидротурбину ПЛ406-В-450, так как:

- 1) имеет наибольший КПД в расчетной точке;
- 2) расчетная точка находится ближе всего к точке оптимума ГУХ;
- 3) в дальнейшем, имеет наименьшую расчетную высоту отсасывания из всех подходящих вариантов ПЛ-406-В.
- 4) подходит для пропуска санитарного расхода (Некоторые типы ГТ из возможных не подходят по сан попуску).

Рабочее поле гидротурбины ПЛ406-В-450 приведено в приложениях (приложения Б, рисунок Б.1), ГЭС-аналог приведен в приложениях (приложения Б, рисунок Б.3).

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

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.16)$$

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

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

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и номинальной мощности.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.17)$$

где B – барометрическое давление (10,3 м вод.ст);

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 расчетных условий;

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

$\Delta Z_{x,пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ ГТ $\Delta Z_{x,пл.}=0$.

Расчеты для ГТ ПЛ406-450-В:

При H_{max} :

$$H_s = 10,3 - \frac{103,20}{900} - 0,3115 \cdot 37,49 - 1,5 = -3 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,3 - \frac{103,25}{900} - 0,3115 \cdot 35,57 - 1,5 = -2,4 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,3 - \frac{103,21}{900} - 0,3115 \cdot 33,6 - 1,5 = -1,8 \text{ м.}$$

Рассчитали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания:

$$Z_{PK1} = 103,20 - 3 = 100,20 \text{ м,}$$

$$Z_{PK2} = 103,25 - 2,4 = 100,85 \text{ м,}$$

$$Z_{PK3} = 103,21 - 1,8 = 101,41 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрали минимальную отметку установки рабочего колеса $Z_{PK1} = 100,20 \text{ м}$.

3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение ее геометрических размеров проточной части

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

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

2) одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_{\omega}r = \text{const}$;

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

По ГУХ (приложение Б, рисунок Б.2) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

1) наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1, \quad (3.18)$$

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot 4,5 = 7,10 \text{ м.}$$

2) высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1, \quad (3.19)$$

$$b_0 = 0,375 \cdot 4,5 = 1,6875 \text{ м.}$$

3) диаметр расположения входных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_a = 7,0 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7}{2} = 3,5 \text{ м.} \quad (3.20)$$

4) диаметр расположения выходных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_b = 6,1 \text{ м,}$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{6,1}{2} = 3,05 \text{ м.} \quad (3.21)$$

5) полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{т opt}}}, \quad (3.22)$$

$$Q_0 = \frac{49000}{9,81 \cdot 35,57 \cdot 0,931} = 150,83 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

б) расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}, \quad (3.23)$$

$$Q_{\text{вх}} = \frac{150,83 \cdot 225}{360} = 94,27 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

7) площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости (входная скорость берется из графика допустимых скоростей во входном сечении для бетонных спиральных камер):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}}, \quad (3.24)$$

$$F_{\text{вх}} = \frac{94,27}{5,1} = 18,484 \text{ м}^2.$$

8) высота входного сечения $b_{\text{вх}}$ определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ, \quad (3.25)$$

Подставили значения в уравнение (3.25):

$$18,484 = 1,6875(3,5 - 3,05) + (7,10 - 3,5)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - 1,6875)^2}{2} \text{tg}15^\circ,$$

После математических операций квадратное уравнение примет вид:

$$-0,134b_{\text{вх}}^2 + 4,05b_{\text{вх}} - 18,406 = 0,$$

Решая квадратное уравнение, получили:

$$b_{\text{вх}} = 5,451 \text{ м},$$

9) ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 7,1 - 3,5 = 3,6 \text{ м}. \quad (3.26)$$

10) величина $m_{\text{ВХ}}$:

$$m_{\text{ВХ}} = b_{\text{ВХ}} - b_0 = 5,451 - 1,6875 = 3,77 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.4.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i, \quad (3.28)$$

где $k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}}$,

$$b_i = m_i + b_0 \quad r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg} 15^\circ, \quad (3.29)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_b} \right) + b_i \ln \left(\frac{r_i}{r_a} \right) - r_k \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_a} \right) + m_i, \quad (3.30)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i, \quad (3.31)$$

Результаты расчетов внесли в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт бетонной спиральной камеры

| Величина | ВХ | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | ВЫХ |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ri (1) | 7,10 | 6,73 | 6,36 | 6,00 | 5,63 | 5,26 | 4,89 | 4,52 | 4,15 | 3,79 | 3,42 | 3,05 |
| bi (2) | 5,45 | 5,07 | 4,68 | 4,30 | 3,91 | 3,53 | 3,14 | 2,76 | 2,37 | 1,99 | 1,60 | 1,22 |
| ai (3) | 3,60 | 3,23 | 2,86 | 2,50 | 2,13 | 1,76 | 1,39 | 1,02 | 0,65 | 0,29 | -0,08 | -0,45 |
| rk (4) | 4,51 | 4,40 | 4,30 | 4,20 | 4,10 | 3,99 | 3,89 | 3,79 | 3,68 | 3,58 | 3,48 | 3,37 |
| rk/ra (5) | 1,29 | 1,26 | 1,23 | 1,20 | 1,17 | 1,14 | 1,11 | 1,08 | 1,05 | 1,02 | 0,99 | 0,96 |
| ln(5) (6) | 0,25 | 0,23 | 0,21 | 0,18 | 0,16 | 0,13 | 0,11 | 0,08 | 0,05 | 0,02 | -0,01 | -0,04 |
| rk·ctgφ (7) | 16,82 | 16,44 | 16,05 | 15,67 | 15,28 | 14,90 | 14,52 | 14,13 | 13,75 | 13,36 | 12,98 | 12,59 |
| (7)·(6) (8) | 4,26 | 3,78 | 3,31 | 2,85 | 2,40 | 1,96 | 1,53 | 1,11 | 0,70 | 0,30 | -0,09 | -0,46 |
| mi (9) | 3,76 | 3,38 | 2,99 | 2,61 | 2,22 | 1,84 | 1,45 | 1,07 | 0,68 | 0,30 | -0,09 | -0,47 |
| Ji (10) | 3,59 | 3,15 | 2,71 | 2,30 | 1,91 | 1,55 | 1,21 | 0,90 | 0,62 | 0,39 | 0,19 | 0,06 |
| φ _{сп i} (11) | 225,00 | 196,87 | 169,87 | 144,10 | 119,68 | 96,76 | 75,52 | 56,16 | 38,92 | 24,12 | 12,15 | 3,50 |

Выполнили построение плана спиральной камеры (приложения Б, рисунок Б.2) по таблице 3.5 и построили график зависимости $\varphi_{\text{сп}}=f(r_i)$ (рисунок 3.1). Значения для таблицы 3.5 получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta \varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$.

Таблица 3.5 – Значения r_i и ϕ_i для построения спиральной камеры

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ϕ_i | 0 | 15 | 30 | 45 | 60 | 75 | 90 | 105 | 120 | 135 | 150 | 165 | 180 | 195 | 210 | 225 |
| r_i | 3,05 | 3,56 | 4,00 | 4,34 | 4,64 | 4,93 | 5,18 | 5,43 | 5,67 | 5,89 | 6,10 | 6,31 | 6,52 | 6,72 | 6,90 | 7,10 |

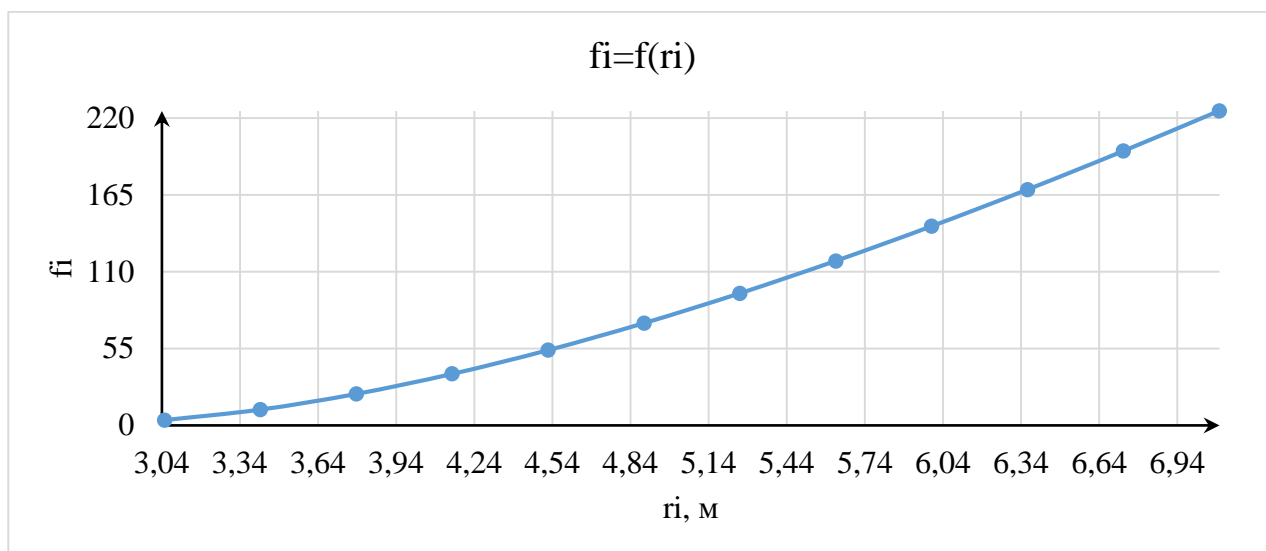


Рисунок 3.1 – График зависимости $\phi_{сп}=f(r_i)$

При определении ширины водовода из ГУХ получено значение $B' = 10,42$ м. Необходимо установить два промежуточных бычка, ширина которых так же обозначена на ГУХ:

$$b = 1,42 \text{ м.}$$

Ширина водовода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 10,42 + 1,4 = 11,84 \text{ м.} \quad (3.32)$$

3.4 Выбор серийного типа гидрогенератора

Полученные в результате расчетов параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения [5].

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.33)$$

$$S_H = \frac{49}{0,80} = 61,25 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где $\cos\varphi = 0,80 - 0,9$.

Занесли рассчитанные данные гидрогенератора СВ-840/150-52 в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-840/150-52

| Наименование величины | Обозначение | Единицы измерения | Значение |
|------------------------------|---------------|-------------------|----------|
| Номинальная полная мощность | $S_{ном}$ | МВ·А | |
| Коэффициент мощности | $\cos\varphi$ | | |
| Номинальная частота вращения | $n_{ном}$ | об/мин | |
| Исполнение | Зонтичное | | |

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов

3.5.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.5.1.1 Расчет вала на прочность

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

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

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35 \text{ МПа}$,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 49000}{166,7} = 2,86 \text{ МПа}. \quad (3.35)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,86}{32,5} \right)^{0,33} = 0,768 \text{ м} = 768 \text{ мм}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизованного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем $D_B = 800 \text{ мм}$.

3.5.1.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 49000}{166,7 \cdot 4,5} = 52,26 \text{ кН.} \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, принимаем $d_{\text{п}}=820$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа,} \quad (3.37)$$

где $h_{\text{п}}$ принимается 300 мм, при $D_{\text{в}} = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа,} \quad (3.38)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (3.39)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{52,26}{0,82 \cdot 0,3} = 212 \text{ кПа.}$$

$$U = \pi \cdot 166,7 \cdot \frac{0,82}{30} = 415,42 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 14,32 = 314 \text{ кПа.}$$

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

Расчет сегментного подшипника:

Принимаем:

$$h_{\text{п}} = 300 \text{ мм,}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН}, \quad (3.40)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.41)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}, \quad (3.42)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.43)$$

Расчет:

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

$$R_1 = \frac{52,26}{1 + 2 \cdot \cos 45^{\circ} + 2 \cos(90^{\circ})} = 45,26 \text{ кН}.$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,87 \cdot \pi \cdot \frac{0,82}{8} = 0,28 \text{ м}.$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{52,26}{0,28 \cdot 0,3} = 622 \text{ кПа}.$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 11 = 716 \text{ кПа}.$$

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

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

3.5.2 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме определили тип маслonaпорной установки для напора 40 м и D1 – 4,5 м:

МНУ 6,3/1-40-8-2;

где 6,3 – объем гидроаккумулятора;
1 – количество гидроаккумуляторов;
40 – сосуд, рассчитанный на давление 40кгс/см²;
8 – сливной бак, вместительностью 8м³;
2 – количество насосов.

3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора

ЭГР выбирается в соответствии типа ГТ и мощности проектируемой гидроэлектростанции. Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭКГР. Диаметр главного золотника - 100мм. Выбранный регулятор:

ЭГРК-2И1-100-4;

где ЭГР – электрогидравлический регулятор;
2И1 – с электромеханическим комбинатором вне колонки управления;
100 – диаметр главного золотника;
4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.5.4 Выбор кранов

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

- 1) грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора;
- 2) при количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана;
- 3) климатические условия данной местности.

Исходя из массы ротора гидрогенератора, полученной в результате расчетов в 4 главе и количества агрегатов - 2, континентального климата в данном районе (Нуримановский район) выбрали 1 мостовой кран грузоподъемностью 150 тонн и 2 козловых крана.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ. Главная схема должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [10].

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Для Павловской ГЭС с числом агрегатов, равному 2, для максимальной надежности передачи электроэнергии рассмотрим единственный вариант – схему с простыми блоками.

Структурная схема простого блока изображена на рисунке 4.1.

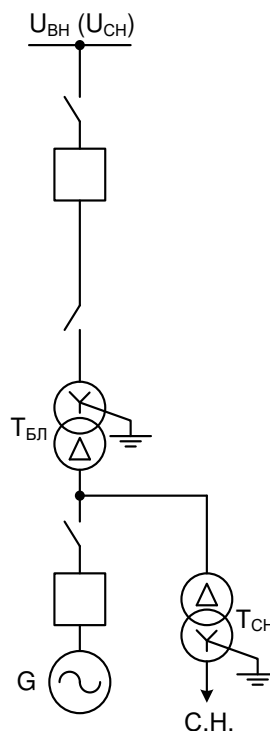


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается генератор СВ-840-150/52 У1, паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-840-150/52У1

| Номинальная мощность МВ · А | | U _{Г ном} , кВ | cos φ _Г , о. е. | η, % | Индуктивные сопротивления | | |
|-----------------------------|--------------------|-------------------------|----------------------------|------|---------------------------|-----------------|------------------|
| S _{Г ном} | P _{Г ном} | | | | X _d | X' _d | X'' _d |
| 56,25 | 45 | 10,5 | 0,8 | 97,2 | 0,8 | 0,28 | 0,2 |

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции. Мощность собственных нужд зависит от мощности самой станции.

В нашем случае, мощность Павловской ГЭС составляет 90 МВт, мощность собственных нужд принимается равным (1-2) % P_{Г ном}:

$$S_{\text{сн}} = n_{\text{Г}} \cdot 0,01 \cdot S_{\text{Г}} = 2 \cdot 0,01 \cdot 56,25 = 1,125 \text{ МВА} = 1\,125 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где S_Г – номинальная мощность генератора.

По каталогу ООО «Энерго-Завод», г. Мытищи, Россия [11], выбирается трансформатор ТСЗ-1250/10/0,4. Паспортные данные ТСН приведены в таблице 4.2. Трансформатор собственных нужд устанавливается на каждый простой блок между силовым трансформатором и выключателем согласно СТО. Стоимость трансформатора составляет 1,3125 млн. рублей.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1250/10/0,4

| S _{ном} , кВ·А | U, кВ | | U _{кз} , % | I _{хх} , % | ΔP _х , кВт | ΔP _к , кВт | Габаритные размеры |
|-------------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| | U _{вн} , кВ | U _{нн} , кВ | | | | | |
| 1250 | 10 | 0,4 | 6 | 1 | 2,15 | 11,50 | 1560x900x1795 |

4.2.3 Выбор силовых повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. В схеме простого блока он должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузки собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 56,25 - 1,125 = 55,125 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор», г. Тольятти, Россия [12] выбираются трансформаторы ТДЦ-63000/110-У1. Стоимость трансформатора составляет 85 млн. рублей. Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 63000/110-У1

| S _{ном} , МВ·А | U, кВ | | U _{кз} , % | I _{хх} , % | ΔP _х , кВт | ΔP _к , кВт | Габаритные размеры |
|----------------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | U _{вн} , кВ | U _{нн} , кВ | | | | | |
| 63 | 115 | 10,5 | 10,5 | 0,25 | 35 | 245 | 7070x3810x6200 |

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{45 - 45 \cdot 0,01}{0,8} \right) = 111,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.3)$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_{\text{с}})} = \frac{111,38}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 \approx 3,25 = 4, \quad (4.4)$$

где P_{нат} – пропускная способность на одну цепь ВЛ 110 кВ, равная 30 МВт;

K – поправочный коэффициент, равный 1,4;

cosφ_с – коэффициент мощности системы, равный 0,85.

Рабочий ток, протекающий по линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{111,38}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 146 \text{ А}. \quad (4.5)$$

Максимальный рабочий ток при потере отходящей линии (проверка на нагрев):

$$I_{\text{раб макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{111,38}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 194 \text{ А}. \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 146 = 153 \text{ А}, \quad (4.7)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=110$ кВ выбираем провод марки АС – 95/16.

Допустимый продолжительный ток провода марки АС – 95/16 составляет $I_{\text{доп}} = 330$ А.

$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб макс}}$, следовательно, выбранная марка провода удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС – 95/16 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС – 95/16

| Число проводов в фазе | R_0 Ом/км | X_0 Ом/км | b_0 См/км |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | 0,301 | 0,434 | 2,611 |

4.4 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надёжность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске оптимального варианта. Выбор, обычно, производят на основании сравнения технико-экономического расчёта вариантов, а также на основании опыта проектирования.

Так как Павловская ГЭС проектируется в ОЭС Урала, в Башкирии, где климат района считается умеренно континентальный, в котором отсутствует вечная мерзлота, а напряжение проектируемого РУ ВН составляет 110 кВ, проектирование КРУ считается неуместным, поэтому РУ Павловской ГЭС будет открытым, т.е. ОРУ.

Число присоединений ОРУ составляет 6 (4 ВЛЭП 110кВ, 2 простых блока).

В соответствии с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [13] при данном числе присоединений для данного класса напряжения ОРУ выбираем схему «12» (одна рабочая секционированная + ОСШ), так как эта схема используется для классов напряжения 110-220 кВ и подходит при числе присоединений более 5, также электроэнергия, передаваемая с ОРУ на подстанцию «Тенькашево», далее передается в крупный город Уфа, в котором множество различной промышленности, поэтому дополнительным требованием к проектируемой ОРУ – отсутствие даже кратковременной потери напряжения, что весьма уместно для схемы «12».

Структурная схема ОРУ «12» изображена на рисунке 4.2.

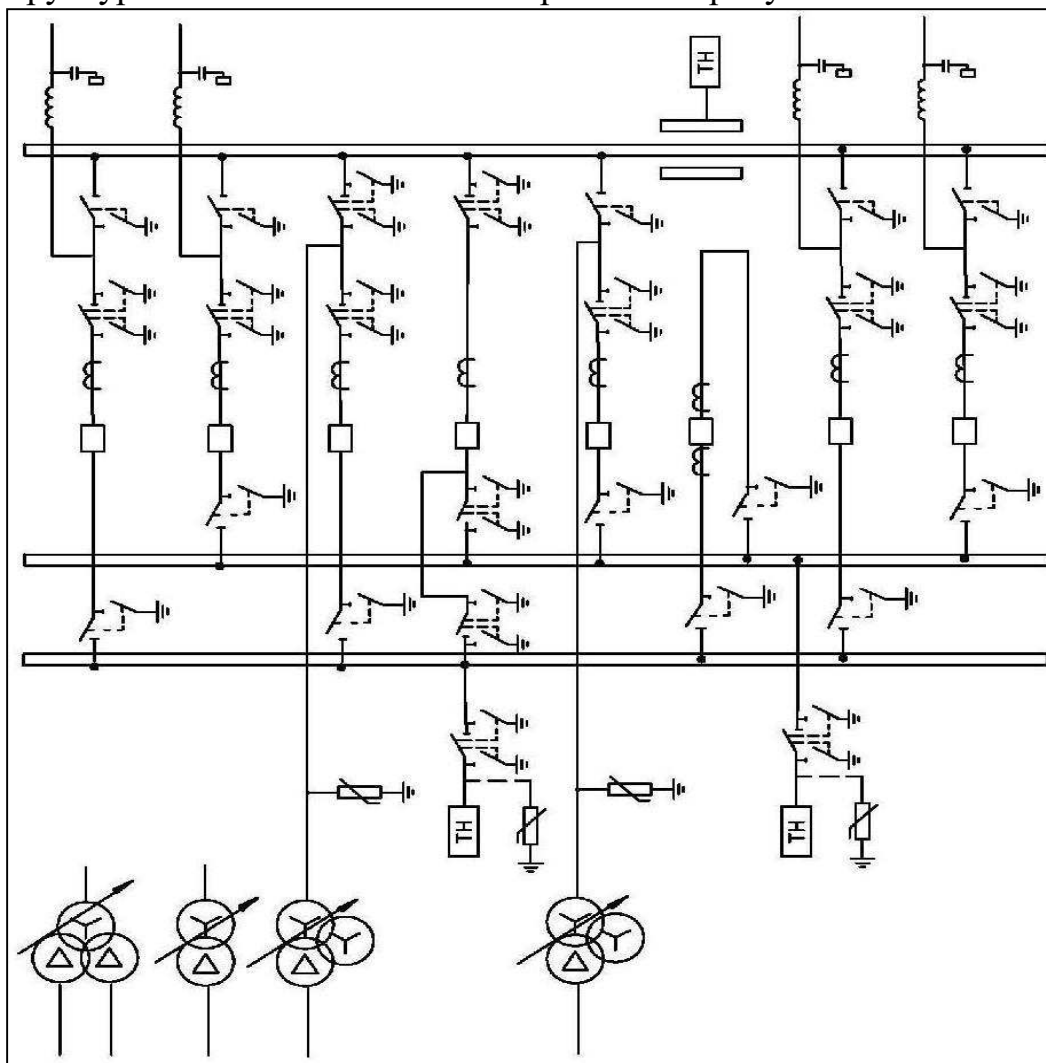


Рисунок 4.2 – Структурная схема «12» ОРУ Павловской ГЭС

4.5 Выбор варианта главной схемы электрических соединений на основании технико-экономического расчета

Данный пункт основан на сравнении ТЭР нескольких вариантов, но, как было сказано ранее, при количестве агрегатов, равное 2, подходит единственный вариант – схема с простыми блоками, проведем расчет для данной схемы.

Значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.8)$$

где E_n – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным в настоящее время $E_n = 0,15$;

K_i – капиталовложения;

I_i – суммарные издержки.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.9)$$

$$K_i = 8 \cdot 15,0 + 2 \cdot 85,0 + 2 \cdot 1,3125 = 292,63 \text{ млн. рублей,}$$

где K_T – стоимость СТ;
 $K_{Т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – количество ячеек ОРУ.

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$I_i = I_i^{110} + I^{a+0}, \quad (4.10)$$

где I_i^{110} – величина издержек на потери электрической СТ;
 I^{a+0} – издержки, связанные с потерями во всей схеме.

Величина издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах находится по формуле:

$$I_i^{110} = \beta \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_n) \cdot n, \quad (4.11)$$

где β – тариф на электроэнергию в республике Башкортостан;
 ΔW_{xx} – потери холостого хода в силовом трансформаторе;
 ΔW_n – нагрузочные (переменные) потери в силовом трансформаторе;
 n – количество силовых трансформаторов.
Потери холостого хода в силовом трансформаторе рассчитываются:

$$\Delta W_{xx} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.12)$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов;
 ΔP_{xx} – потери ХХ в силовом трансформаторе;
 $t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течение года.
Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_n = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.13)$$

где ΔP_k – потери при коротком замыкании в силовом трансформаторе;
 n – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность силового трансформатора с вычетом на СН;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 τ – время максимальных электрических потерь;
 Рассчитаем время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.14)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 32 - 0,015 \cdot 60 = 8743 \text{ ч},$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,015$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Рассчитаем время максимальных электрических потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.15)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3400}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1886 \frac{\text{ч}}{\text{год}},$$

где T_{max} – часы максимальных нагрузок работы трансформатора в году.
 Рассчитаем потери холостого хода в силовом трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8743 = 306 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left(\frac{55,13}{63} \right)^2 \cdot 1886 = 354 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем величину издержек на потери электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$И_i^{110} = 2,87 \cdot (306 + 354) \cdot 2 = 1,835 \text{ млн. рублей}.$$

Издержки, связанные с потерями во всей схеме можно рассчитать по формуле:

$$И^{a+0} = a_{(a+0)\Sigma} \cdot K_i = 5,5\% \cdot 292,63 = 16,1 \text{ млн. рублей}, \quad (4.16)$$

где $a_{(a+0)\Sigma}$ – коэффициент издержек, связанных с капиталовложениями электрической схемы;

K_i – капиталовложения.

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I_i = I_i^{110} + I^{a+0} = 1,835 + 16,1 = 17,94 \text{ млн. рублей.}$$

Рассчитаем полные приведенные затраты:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i = 0,15 \cdot 292,63 + 17,94 = 61,83 \text{ млн. рублей.}$$

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

4.6.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания ОРУ воспользуемся программным комплексом RastrWin, необходимо рассчитать параметры элементов схемы для занесения данных в программный комплекс. Рассчитаем индуктивные и активные сопротивления, а также другие параметры (E_Γ , E_c , k_T) элементов схемы соответственно:

Синхронные генераторы:

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,392 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

$$r_\Gamma = \frac{x_d''}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,2}{0,052 \cdot 314} \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,024 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

$$E_\Gamma = E_{*\Gamma} \cdot U_{б,\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.19)$$

Силовые трансформаторы:

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,04 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,245 \cdot 115^2}{63^2} = 0,816 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{115} = 0,091. \quad (4.22)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{л} = x_{0,уд} \cdot \frac{l}{4} = 0,434 \cdot \frac{30}{4} = 3,26 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (4.23)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot \frac{l}{4} = 0,301 \cdot \frac{30}{4} = 2,26 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (4.24)$$

Энергосистема:

$$x_{с} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{кз}} = \frac{115^2}{63} = 209,92 \text{ Ом}. \quad (4.25)$$

$$r_{с} = \frac{x_{с}}{k} = \frac{209,92}{25} = 8,4 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

$$E_{с} = E_{*с} \cdot U_{б.с} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ}. \quad (4.27)$$

Далее, вносим данные в программный комплекс.

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin

Заполняем графы программного комплекса рассчитанными параметрами элементов схемы, а именно: Узлы, Ветви, Генератор/Несим. На рисунках 4.3, 4.4 и 4.5 представлены рисунки с внесёнными в RastrWin исходными данными.

| | O | S | Тип | Номер | Название | U_ном | ... | Pa... | P_н | Q_н | P_г | Q_г | V_зд | Q_min | Q_max | V_ш | V |
|---|--------------------------|---|------|-------|----------|-------|-----|-------|-----|-----|-----|-----|------|-------|-------|-----|--------|
| 1 | <input type="checkbox"/> | | Нагр | 1 | Система | 110 | | | | | | | | | | | 110,00 |
| 2 | <input type="checkbox"/> | | Нагр | 2 | Шина | 110 | | | | | | | | | | | 110,00 |
| 3 | <input type="checkbox"/> | | Нагр | 3 | T1 | 11 | | | | | | | | | | | 10,50 |
| 4 | <input type="checkbox"/> | | Нагр | 4 | T2 | 11 | | | | | | | | | | | 10,50 |

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

| | O | S | Тип | N_нач | N_кон | ... | I... | Название | R | X | L | C | БД... | P_нач | Q_нач | Na | I_max |
|---|--------------------------|---|------|-------|-------|-----|------|----------------|------|-------|---|---|-------|-------|-------|----|-------|
| 1 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 1 | 2 | | | Система - Шина | 2,26 | 3,26 | | | | | | | |
| 2 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 2 | 3 | | | Шина - T1 | 0,82 | 22,04 | | | | 1 | 27 | | 141 |
| 3 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 2 | 4 | | | Шина - T2 | 0,82 | 22,04 | | | | 1 | 27 | | 141 |

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

| | S | s0 | N | Название | N узла | r | x | r2 | X2 | r0 | X0 | E |
|---|---|----|---|----------|--------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|---------|
| 1 | | | 1 | Система | 1 | 8,400 | 209,920 | 8,400 | 209,920 | 8,400 | 209,920 | 115,000 |
| 2 | | | 2 | Г1 | 3 | 0,024 | 0,392 | 0,024 | 0,392 | | 0,392 | 11,865 |
| 3 | | | 3 | Г2 | 4 | 0,024 | 0,392 | 0,024 | 0,392 | | 0,392 | 11,865 |

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

4.6.3 Расчёт токов короткого замыкания с применением программного комплекса RastrWin

Заполнив рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin, в графе Состав/Несим можно узнать токи короткого замыкания на соответствующих участках схемы, результаты представлены на рисунках 4.6, 4.7 и 4.8.

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|---------|
| 1 | 1 | 1 | 1 | 3ф | 4 | | | | | 28,2282 |

Рисунок 4.6 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на выводах генератора

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|
| 1 | 1 | 1 | 1 | 3ф | 2 | | | | | 2,4780 |

Рисунок 4.7 – Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на шине ВН

| | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1ф | 2 | | | | | 1,2390 |

Рисунок 4.8 – Результаты расчёта 1-го фазного короткого замыкания на шине ВН

Для удобства, сведём полученные значения токов КЗ в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

| Точка КЗ | Т _а | I _{п0} ⁽³⁾ ,кА | I _{п0} ⁽¹⁾ ,кА |
|------------------------|----------------|------------------------------------|------------------------------------|
| К2 (шина 110 кВ) | 0,063(0,065) | 2,49 | 3,72 |
| К4 (генератор 10,5 кВ) | 0,093 | 28,23 | - |

Эти значения токов КЗ будут нужны для нахождения ударных токов.

4.6.4 Расчет постоянной времени и ударного тока короткого замыкания

Для расчета постоянной времени и ударного тока короткого замыкания воспользуемся функцией «Шунт» в графе Состав/Несим. Эта функция позволяет рассчитать эквивалентное сопротивление до КЗ в соответствующем участке схемы. Определим сопротивления:

1) для узла 2 (шина 110 кВ), полученные значения сопротивлений приведены на рисунке 4.9.

| Тип | п1 | п2 | п3 | п4 | L | I1 | dI1 | r1 | x1 | I2 | dI2 | r2 | x2 | I0 | dI0 | r0 | x0 |
|------|----|----|----|----|---|----|-----|--------|---------|----|-----|--------|---------|----|-----|--------|--------|
| Шунт | 2 | | | | | | | 1,5832 | 29,8345 | | | 1,5832 | 29,8345 | | | 0,0020 | 0,0024 |

Рисунок 4.9 – Эквивалентное сопротивление для узла 2 (шина 110 кВ)

Рассчитаем постоянную времени затухания для 1-го и 3-х фазного КЗ соответственно:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{29,835}{314 \cdot 1,583} = 0,060 \text{ с.} \quad (4.28)$$

$$T_a^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{(29,835 + 29,835 + 0,0024)}{314 \cdot (1,583 + 1,583 + 0,002)} = 0,060 \text{ с.} \quad (4.29)$$

Так как постоянные времени затухания для 1-го и 3-х фазного КЗ получились одинаковые, примем их равными друг другу, рассчитаем ударный коэффициент для 1-го и 3-х фазного КЗ:

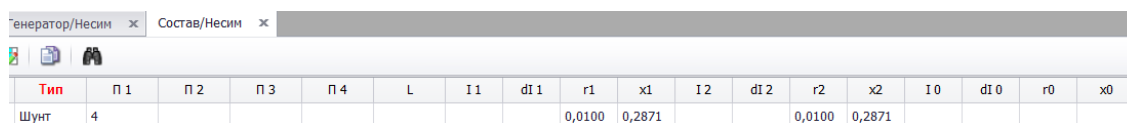
$$K_y^{(3,1)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,060} = 1,85. \quad (4.30)$$

Рассчитаем ударные токи:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 2,49 \cdot 1,85 = 6,51 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

$$i_y^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 3,72 \cdot 1,85 = 9,73 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

2) для узла 4 (генератор 10,5 кВ), полученные значения сопротивлений приведены на рисунке 4.10.



| Тип | п 1 | п 2 | п 3 | п 4 | L | I 1 | dI 1 | r 1 | x 1 | I 2 | dI 2 | r 2 | x 2 | I 0 | dI 0 | r 0 | x 0 |
|------|-----|-----|-----|-----|---|-----|------|--------|--------|-----|------|--------|--------|-----|------|-----|-----|
| Шунт | 4 | | | | | | | 0,0100 | 0,2871 | | | 0,0100 | 0,2871 | | | | |

Рисунок 4.10 – Эквивалентное сопротивление для узла 4 (генератор 10,5 кВ)

Выполним аналогичные расчеты как для узла 4 (генератор 10,5 кВ):

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,2871}{314 \cdot 0,01} = 0,091 \text{ с.} \quad (4.33)$$

$$K_y^{(3)} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,091} = 1,9. \quad (4.34)$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 28,23 \cdot 1,9 = 75,85 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ для узла 4 (генератор 10,5 кВ):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 28,23 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,091}} = 28,71 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Для удобства сведём полученные результаты в таблицу 4.6:

Таблица 4.6 – Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

| Точка КЗ | Ta, с | Ky | i _y , кА | I _{п0} ⁽³⁾ , кА | I _{п0} ⁽¹⁾ , кА |
|------------------------|-------|------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| К2 (шина 110 кВ) | 0,060 | 1,85 | 6,51(9,73) | 2,49 | 3,72 |
| К4 (генератор 10,5 кВ) | 0,091 | 1,9 | 75,85 | 28,23 | - |

Токи КЗ и ударные токи являются необходимым условием для дальнейшего выбора оборудования электрической схемы.

4.7 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схеме

4.7.1 Требования в коммутационным аппаратам

В РУ электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап

проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них.

Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.7.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий режим аппаратов и проводников по их нагрузке делится на нормальный и утяжеленный.

Под нормальным режимом электроустановки понимают такой режим работы, при котором значения ее параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленные режимы работы электрических сетей возникают, как правило, в результате аварий или после аварийных отключений оборудования, при последующих перегрузках и отклонениях напряжения от номинальных значений. При этом рабочие токи других присоединений могут увеличиваться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

При выборе аппаратов и проводников исходят из рабочего нормального режима без учёта непродолжительных перегрузок, а по условию нагрева из условий утяжеленного режима.

Таким образом, для выбора аппаратов и проводников в нормальных режимах нужно знать значения рабочих токов присоединений нормального и утяжеленного режимов.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г2:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{56,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3248 \text{ А.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ 63000/110-У1:

$$I_{Т1-Т2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А.} \quad (4.38)$$

Ток ВЛЭП связи с энергосистемой 110 кВ нормального и утяжеленного режимов соответственно:

$$I_{Л1-Л4,раб.мах} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г1-Г2}}{\sqrt{3} \cdot n_{Л} \cdot U_{ном.Л}} = \frac{2 \cdot 56,25}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 148 \text{ А.} \quad (4.39)$$

$$I_{Л1-Л4,раб.утж} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г1-Г2}}{\sqrt{3} \cdot (n_{Л} - 1) \cdot U_{ном.Л}} = \frac{2 \cdot 56,25}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 197 \text{ А.} \quad (4.40)$$

Рабочий ток в присоединениях отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,ном}} = 1,05 \cdot \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73 \text{ А.} \quad (4.41)$$

4.7.3 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве электрооборудования на генераторное напряжение 10,5 кВ в связи отсутствия на данный класс напряжения генераторного комплекса произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН, анализаторов и синхронизаторов.

4.7.3.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на данный класс напряжения выбираем вакуумный выключатель ВГГ-10 фирмы «ЭнергоСпецКомплект», г. Иркутск, Россия [14]. Паспортные данные приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору выключателя

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ВГГ -10 «ЭнергоСоюз» |
| $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 3,248 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(3)} = 28,29 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$ |
| $i_y^{(3)} = 75,85 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 75,85^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка выключателя ВГГ -10:

- 1) $I_{\text{отк}} > I_{\text{п0}}^{(3)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_y^{(3)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный выключатель подходит.

Далее на генераторное напряжение 10,5 кВ был произведен выбор и проверка разъединителей. Выбран разъединитель РВРЗ-10/4000 УХЛ2 производства компании ООО «ЗЭТО», г. Великие луки, Россия [15]. Паспортные данные по разъединителю приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору разъединителя

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | РВРЗ-10/4000 УХЛ 2 «ЗЭТО» |
| $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 3,248 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(3)} = 28,29 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$ |
| $i_y^{(3)} = 75,85 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 75,85^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 518 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка разъединителя РВРЗ-10/4000 УХЛ 2:

- 1) $I_{\text{отк}} > I_{\text{п0}}^{(3)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_y^{(3)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный разъединитель подходит.

Также, для защиты от перенапряжений был выбран ОПН-П 10 УХЛ2

4.7.3.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор тока ТТЭО – 10/4000 фирмы ЗАО «Профотек», г. Москва, Россия [16]. Паспортные данные по трансформатору тока приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ТТЭО-10/4000 «Профотек» |
| $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном ТТ}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 3,248 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном ТТ}} = 4 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(3)} = 28,29 \text{ кА}$ | – |
| $i_y^{(3)} = 75,85 \text{ кА}$ | – |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 2,49^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка ТТЭО-10/4000:

- 1) $U_{\text{ном ТТ}} = U_{\text{ном}}$,
- 2) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный ТТ подходит.

Выбираем трансформатор напряжения ТНЭО – 10/4000 фирмы ЗАО «Профотек», г. Москва, Россия [16]. Паспортные данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 4.10.

Данный производитель выпускает ТТ и ТН на все напряжения и токи до 6 кА, и, учитывая, что это оптический электронный ТТ, т.е. современный, делает его одним из самых удобных и безопасных для измерения ТТ.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ТНЭО-10/4000 «Профотек» |
| $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном ТН}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 3,248 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном ТН}} = 4 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(3)} = 28,29 \text{ кА}$ | – |
| $i_y^{(3)} = 75,85 \text{ кА}$ | – |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 2,49^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка ТНЭО-10/4000:

- 1) $U_{\text{ном ТН}} = U_{\text{ном}}$
- 2) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$

Данный ТН подходит

4.7.3.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Анализатор – устройство, предназначенное для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения

Синхронизатор предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбираем анализатор и синхронизатор типами АПКЭ-1 и АС-М3 соответственно фирмы ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» [17] и «АСУ-ВЭИ» [18], г. Екатеринбург и г. Москва соответственно, Россия. Параметры анализатора сети и синхронизатора приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

| Наименование прибора | Тип | Класс точности | Потребляемая мощность (В · А) |
|---------------------------------|--------|----------------|-------------------------------|
| В цепи статора: | | | |
| Анализатор сети | АПКЭ-1 | 0,5 | 8 |
| В цепи ротора: | | | |
| Анализатор сети | АПКЭ-1 | 0,5 | 8 |
| Синхронизатор | АС-М3 | 0,5 | 10 |
| Суммарная потребляемая мощность | | | 26 |

4.7.4 Выбор электрооборудования для ОРУ 110 кВ

В качестве электрооборудования на данный класс напряжения произведем выбор выключателей и разъединителей, ТТ и ТН и анализаторов.

4.7.4.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на данный класс напряжения выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-110 фирмы «ЭнергоСпецКомплект», г. Иркутск, Россия [19]. Паспортные данные приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору выключателя

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ВЭБ-110 «Контакт» |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Л1-Л4,раб.утж}} = 0,197 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(1)} = 3,72 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{y}}^{(1)} = 9,73 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(1)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{р3А}})$ $= 3,72^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка выключателя ВПБ-110:

- 1) $I_{\text{отк}} > I_{\text{п0}}^{(1)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_{\text{y}}^{(1)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный выключатель подходит.

На напряжение 110 кВ выбран разъединитель РГ 110/1000 УХЛ1 производства компании ООО «ЗЭТО», г. Великие луки, Россия [15]. Паспортные данные по разъединителю приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сводная таблица для выбора разъединителя

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | РГ 110/1000 УХЛ1 «ЗЭТО» |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Л1-Л4,раб.утж}} = 0,197 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(1)} = 3,72 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{y}}^{(1)} = 9,73 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(1)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{р3А}})$ $= 3,72^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка разъединителя РГ 110/1000 УХЛ1:

- 1) $I_{\text{отк}} > I_{\text{п0}}^{(3)}$,
- 2) $i_{\text{пр.скв}} > i_{\text{y}}^{(3)}$,
- 3) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный разъединитель подходит.

Также, для защиты от перенапряжений со стороны высшего напряжения был выбран ОПН-П 110 УХЛ1

4.7.4.2 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор тока ТТЭО – 110/700 фирмы ЗАО «Профотек», г. Москва, Россия [16]. Паспортные данные по трансформатору тока приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ТТЭО-110/700 «Профотек» |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном ТТ}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Л1-Л4, раб. утж}} = 0,197 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном ТТ}} = 0,7 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(1)} = 3,72 \text{ кА}$ | – |
| $i_y^{(1)} = 9,73 \text{ кА}$ | – |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(1)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 3,72^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 0,7^2 \cdot 3 = 1,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка ТТЭО-110/700:

- 1) $U_{\text{ном ТТ}} = U_{\text{ном}}$,
- 2) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный ТТ подходит.

Выбираем трансформатор напряжения ТНЭО – 110/700 фирмы ЗАО «Профотек», г. Москва, Россия [16]. Паспортные данные по трансформатору напряжения приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | ТНЭО-110/700 «Профотек» |
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном ТН}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Л1-Л4, раб. утж}} = 0,197 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном ТН}} = 0,7 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п0}}^{(1)} = 3,72 \text{ кА}$ | – |
| $i_y^{(1)} = 9,73 \text{ кА}$ | – |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^{(1)2} (t_{\text{отк}} + t_{\text{рЗА}})$ $= 3,72^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 0,7^2 \cdot 3 = 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Проверка ТНЭО-110/700:

- 1) $U_{\text{ном ТН}} = U_{\text{ном}}$,
- 2) $B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$.

Данный ТН подходит.

4.7.4.3 Выбор анализаторов на напряжение 110 кВ

Выбираем анализатор типа АПКЭ-1 фирмы ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» [17]. Параметры анализатора сети приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Параметры анализатора высшего напряжения

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

4.8 Компоновка схемы собственных нужд

Схема собственных нужд выполнена на основе [20]. В гидроузле Павловской ГЭС предусмотрен судоходный шлюз.

Согласно стандарту [20]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». В схеме собственных нужд Павловской ГЭС имеется 3 источника питания собственных нужд:

- 1) сции питаются от двух трансформаторов собственных нужд;
- 2) резервное питание от резервного трансформатора собственных нужд;
- 3) имеется дизель-генераторная установка.

Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд.

4.8.1 Выбор резервного трансформатора собственных нужд

Резервный трансформатор собственный нужд является дополнительным резервом собственных нужд Павловской ГЭС. Питание будет происходить от ПС «Нуримановская», расположенная в 20 км от Павловской ГЭС около села Красная Горка.

В качестве резервного трансформатора собственных нужд принят трансформатор ТМН-1250/35/6 компании ООО «СвердловЭлектроЩит», г. Екатеринбург, Россия [21]. Каталожные данные трансформатора ТМН-1250/35/6 приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Паспортные данные трансформатора ТМН-1250/35/6

| $S_{ном},$ кВ·А | U, кВ | | $U_{кз}, \%$ | $I_{хх}, \%$ | $\Delta P_x, ВТ$ | $\Delta P_k, ВТ$ | Габаритные размеры |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|------------------|-----------------------|
| | $U_{вн}, кВ$ | $U_{нн}, кВ$ | | | | | |
| 1250 | 35 | 6 | 6,5 | 1,4 | 2,1 | 11,6 | 2900x1500x2700 |

4.8.2 Выбор дизель-генераторной установки

ДГУ – это автономные агрегаты, вырабатывающие электроэнергию в процессе сжигания дизельного топлива. Вся система состоит из нескольких базовых составляющих: двигателя, генератора и системы защиты, срабатывающей при перегрузках.

Мощность ДГУ включает в себя суммарную мощность от:

- 1) обеспечения работы системы автоматического пожаротушения;
- 2) собственных нужд агрегата для его пуска в работу;
- 3) приводов затворов, водосбросов и других ответственных потребителей.

В качестве ДГУ выбираем АД 1200-Т400 компании ООО «ГК ЭнергоПроф», г. Москва, Россия [22]. Каталожные данные ДГУ АД 1200-Т400 приведены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Паспортные данные ДГУ АД 1200-Т400

| $S_{ном},$ кВ·А | $P_{ном},$ кВт | $P_{макс},$ кВт | $U_{ном},$ кВ | Габаритные размеры |
|-----------------|----------------|-----------------|---------------|-----------------------|
| 1500 | 1200 | 1320 | 0,4 | 5000x2050x2400 |

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [29] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 840/150 –52 – 56,25 МВ·А:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-63000/110-У1:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- резервная максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- реле тока охлаждения трансформатора блока;
- защита от перегрева;
- защита от потери охлаждения.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- реле тока охлаждения.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

- основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- резервные защиты:

- защита от многофазных замыканий (трехступенчатая дистанционная защита);
- защита от замыканий на землю (четырёхступенчатая токовая направленная защита);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Защиты секционного выключателя 110 кВ:

- защита от многофазных КЗ (двухступенчатая токовая защита);
- защита от замыканий на землю (трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности).

5.2 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{56250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороны трансформатора тока:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{3093 \cdot 1}{4000/5} = 3,87 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{ВН}^{(1)} = \frac{S_{НОМ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ Т}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $S_{НОМ Т}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{НОМ Т}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НОМ}}{K_{тт ВН}} = \frac{316}{700/5} = 2,3 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $K_{тт ВН}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения.

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{нн.те} = \frac{I_{НОМ \text{ рот}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1115}{1,2255} = 909,83 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{те} = \sqrt{3} \cdot U_{нн.те} \cdot I_{нн.те} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 909,83 = 628,35 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-630/10/0,4.

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{ВН те.р}^{(2)} = \frac{I_{НОМ \text{ рот}}^{(1)} \cdot U_{нн.те} \cdot K_{сх}}{1,2255 \cdot U_{ВН те} \cdot K_{тт ВН те}} = \frac{1115 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 40/5} = 4,33 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $I_{НОМ \text{ рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;

$U_{нн те}$ – номинальное напряжение ТВ низкой стороны;

$U_{ВН те}$ – номинальное напряжение ТВ высокой стороны.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{ВН ТЕ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,64 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $S_{\text{НОМ СН}}$ – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.

Вторичный ток трансформатора тока в цепи трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН ТЕ}}} = \frac{34,64}{40/5} = 4,33 \text{ А.} \quad (5.9)$$

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3093 \text{ А}$.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.10)$$

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3093 = 155 \text{ А};$$

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.11)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3093 = 464 \text{ А},$$

2) коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.12)$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17475,16 = 1748 \text{ А},$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3093 = 17415 \text{ А},$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17415 = 1742 \text{ А}, \quad (5.12)$$

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{1742 \cdot 2}{17415} = 0,199, \quad (5.13)$$

$$K_{\text{T}} > 0,199,$$

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

I_{T} – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора, 28230 А.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,2$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,2} \cdot I_{\text{Н}} = 0,75 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,2} \cdot I_H = 0,75 \cdot I_H. \quad (5.15)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

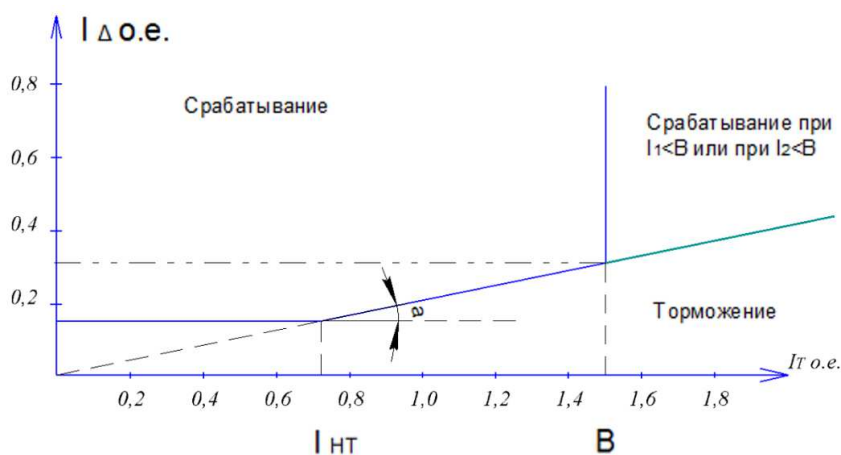


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

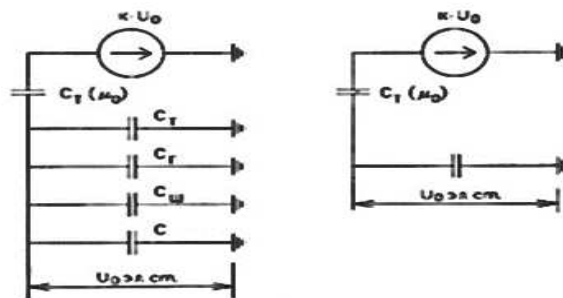


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 $C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя;
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{ш} + C_{ВГ}, \quad (5.16)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22,13 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,965} = 114 \text{ В},$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,010 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$,

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А.} \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}, \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 114}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{4}}} = 2,23,$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,23.$$

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_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,323, \quad (5.21)$$

где K_T – коэффициент торможения.

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

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

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

1) уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах

энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.25)$$

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);

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22, \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,175, \quad (5.27)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3093 = 464 \text{ А}. \quad (5.28)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2ПУСК} = 0,175$:

$$t_{доп} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с.}$$

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

$$t_{ср} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = \frac{30}{0,21^2} = 681 \text{ с.} \quad (5.29)$$

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

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

| Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
|--------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Длительность, с | 30 | 83 | 120 | 188 | 333 | 750 |

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

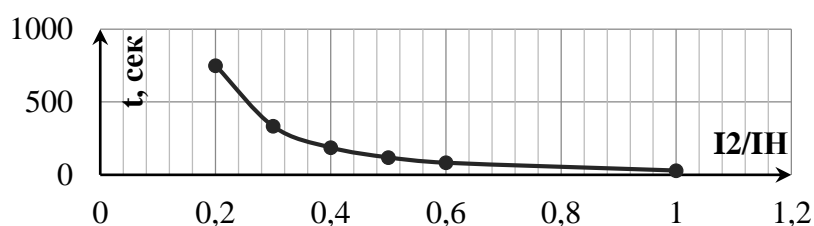


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 30 \text{ с}$, $t_{макс.} = 750 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально

допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с);

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

По первому условию:

Выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

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

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{k,A1,ВН.З.} = \frac{E_{\Gamma}}{2 \cdot (x_{л}^* + x_{Т} + x_{Г}^*)}, \quad (5.30)$$

$$I_{k,A1,ВН.З.} = \frac{1}{2 \cdot (0,62 + 0,105 + 23,99)} = 0,02 \text{ о. е.},$$

где $x_{Г}^*$ – сопротивление, рассчитывается по формуле:

$$x_{Г}^* = x_{d}'' \cdot k_{Т}^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 23,99 \text{ о. е.},$$

$x_{л}^*$ - сопротивление линии в относительных единицах.

Из векторной диаграммы для двухфазного КЗ:

$$I_{k,A1,НН} = 2 \cdot I_{k,A1,ВН} \cdot k_{Т} = 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{115}{10,5} = 0,44 \text{ о. е.}, \quad (5.31)$$

Уставка срабатывания $0,44 \cdot I_{Н}$.

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 отключение сционного выключателя, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок

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

1) сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию. Выдержка времени 9 с.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.31)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.32)$$

3) интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

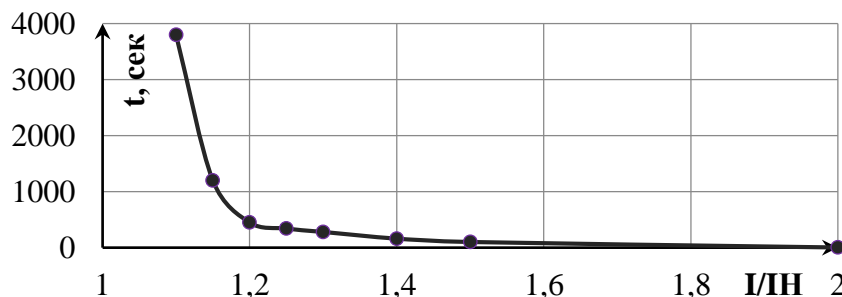


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} = 3786 \text{ А.} \quad (5.33)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10,5}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение сционного выключателя, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Павловская ГЭС – ПС Тенькашево:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 22,04 + \frac{0,8}{4} \cdot 15,84 = 20,8 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, $K_T = 4$;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом},$$

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{13,02^2 + 9,03^2} = 15,84 \text{ Ом},$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{56,25}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{56,25}{115^2} \cdot 15,84 = 0,09, \quad (5.36)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,96 = 0,176 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{56,25} = 1,96$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,176 \cdot \frac{4000}{\frac{5}{\frac{10,5}{0,1}}} = 1,341 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_{1C3} = 1,4 \text{ Ом}$.

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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$;

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3093} = 1,96 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1115}{557,5} - 0,95}{0,8} = 3,81, \quad (5.40)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,336. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,37^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,67 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,67 \cdot 4000/5}{10500/100} = 5,1 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,0352 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,0134 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение сционного выключателя, с выдержкой 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

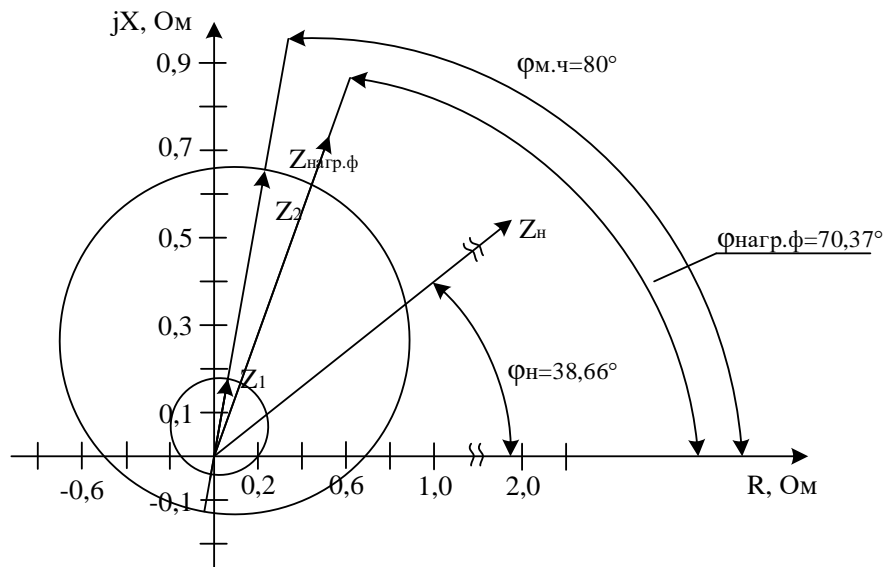


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р.}, \quad (5.46)$$

$$I_{P \text{ СИГН.}} = 1,07 \cdot 1115 = 1193 \text{ А.}$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р.} = 1,1 \cdot 1115 = 1227 \text{ А.} \quad (5.47)$$

3) интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей, перегрузочная способность обмотки ротора занесена в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

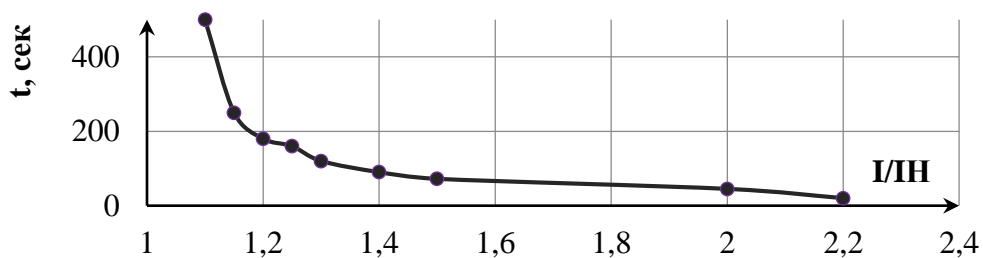


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,19 \cdot 1115 = 2442 \text{ А.} \quad (5.48)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики производства «Экра» типа ШЭ1113 предназначенные для применения в качестве комплексной защиты блоков генератор-трансформатор малой и средней мощности.

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

Таблица уставок защит и матрица отключений представлены в приложениях (приложение В, таблица В.1-В.2).

6 Компоновка гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества населения в НБ в соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986 и на основании данных по СП [31]:

- 1) высота грунтовой плотины по предварительным данным 38м до 45м – II класс;
- 2) мощность ГЭС $N_{уст} = 90000$ кВт – II класс;
- 3) число населения (4143 человек – поселок Павловка в 1,5 км.) – II класс.

В конечном итоге Павловский гидроузел будет относиться к II классу сооружений. Следовательно, обеспеченность расхода принимаем равной 1%.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

6.1.2.1 Грунтовая плотина

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГП}$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывается по формуле:

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

$$\Delta h_{set} = 2,37 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 1000}{9,81 \cdot 19} \cdot \cos 0^\circ = 0,0067 \text{ м,}$$

где K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 23,7 \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

$v=23$ – расчетная скорость ветра, м/с;

$L=1000$ – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, определяется:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{140,00 - 102,00}{2} = 19 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая, для этого:

1) вычисляется безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1000}{23^2} = 18,54, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9212,87. \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2) из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$, для удобства, занесем данные в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Определение безразмерных комплексов

| Безразмерные величины | $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ | $\frac{g\bar{T}}{v}$ |
|-----------------------|------------------------|----------------------|
| $\frac{gL}{v^2}$ | 0,0075 | 0,93 |
| $\frac{gt}{v}$ | 0,038 | 2,6 |

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0075$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 0,93$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м), выразив эти величины из соответствующих формул:

$$\bar{h} = \frac{0,04 \cdot v^2}{g} = \frac{0,04 \cdot 23^2}{9,81} = 0,403 \text{ м}, \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{2,7 \cdot v}{g} = \frac{2,7 \cdot 23}{9,81} = 2,18 \text{ с}. \quad (6.9)$$

3) вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,18^2}{2 \cdot 3,14} = 7,42 \text{ м}, \quad (6.10)$$

4) выполняется проверка на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}, \quad (6.11)$$

$$19 \text{ м} \geq 3,71 \text{ м}.$$

5) определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,40 \cdot 2,35 = 0,95 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $K_i = 2,35$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

б) высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.13)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,085 \cdot 0,95 = 1,39 \text{ м},$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП;

$k_{sp} = 1,5$ – коэффициент;

$k_{run} = 1,6$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{7,42}{0,92} = 7,81$.

7) отметка гребня грунтовой плотины по формуле:

$$\nabla\Pi = \nabla\text{НПУ} + h_s = 140,00 + 1,39 + 0,0067 + 0,5 = 141,90 \text{ м}. \quad (6.14)$$

6.1.2.2 Бетонная плотина

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.15)$$

где $a = 0,6$ м – конструктивный запас для II класса сооружений.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 140 + 0,95 + 0,0067 + 0,6 = 141,56 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{\text{ГЭС}}$:

$$Q_p = Q_{\text{max}1\%} - Q_{1\text{агр}}(n - 1) - Q_{\text{авар}}, \quad (6.16)$$

$$Q_p = 2190 - 144,77 \cdot (2 - 1) - 98,15 = 1947,08 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

где $Q_{\text{max}1\%}$ – расчетный максимальный расход для обеспеченности 1% для II класса сооружения;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$Q_{1\text{агр}}$ – пропускная способность одного агрегата;

$Q_{\text{авар}}$ – аварийный расход через глубинный водосброс, вычисляется по формуле (6.43).

Принимаем расход который должен пропускать поверхностный водослив равный $Q_p = 1947,08 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_6} = \frac{1947,08}{33,02} = 58,96 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где q_6 – удельный расход на водосливе:

$$q_6 = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 26,42 = 33,02 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.18)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5,1 \cdot 5,18 = 26,42 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 107,18 - 102 = 5,18 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Z_{нб} = f(Q)$ при $Q_{\text{расч.мах}}$ при обеспеченности 1%;
 $[v_h] = 5,1 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скальных пород.
Толщина быка:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.20)$$

$$\delta_B \geq 0,16 \cdot 20 = 3,2 \text{ м},$$

Округляем B до 60 метров, принимаем $n = 3$ количество пролётов по 20 метров.

Бык примем разрезным, так как бык разрезной, увеличим толщину быка на 1 м, она будет составлять 4,2 метра.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1947,08}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,07 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля.
Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.22)$$

$$H_{02} = \left(\frac{1947,08}{0,49 \cdot 0,968 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,20 \text{ м},$$

где σ_n (в КП $\sigma_n = 1$) – коэффициент подтопления;
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.23)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{6,07}{20} = 0,968,$$

где $\varepsilon_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\varepsilon_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, для полукруглого очертания;
 b – ширина пролета;
 n – число пролетов.

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,23 - \frac{1,1 \cdot 0,749^2}{2 \cdot 9,81} = 6,17 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.25)$$

$$v_0 = \frac{1947,08}{(140 - 102) \cdot (60 + (3 - 1) \cdot 4,2)} = 0,749,$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем;
 Примем стандартное значение $H_{\text{ст}} = 7$ м.
 Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 140 - 7 = 133,00 \text{ м}, \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\text{ГБ} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = 133 + 1,6 \cdot 7 = 144,20 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla_{\text{ГГП}} = 141,90$ м, $\text{ГБП} = 141,56$ м, $\nabla_{\text{ГБ}} = 144,20$ м. Принимаем отметку гребня плотин напорного фронта 144,20 м.

6.2.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицера, где координаты перемножаются на $H_{ст} = 7$ м.

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусов R . Величина радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе. Радиус принимается равным 9,5 м.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

| x | y | x·H _{ст} | y·H _{ст} |
|-----|-------|-------------------|-------------------|
| 0 | 0,126 | 0 | 0,882 |
| 0,1 | 0,036 | 0,7 | 0,252 |
| 0,2 | 0,007 | 1,4 | 0,049 |
| 0,3 | 0 | 2,1 | 0 |
| 0,4 | 0,006 | 2,8 | 0,042 |
| 0,5 | 0,027 | 3,5 | 0,189 |
| 0,6 | 0,06 | 4,2 | 0,42 |
| 0,7 | 0,1 | 4,9 | 0,7 |
| 0,8 | 0,146 | 5,6 | 1,022 |
| 0,9 | 0,198 | 6,3 | 1,386 |
| 1 | 0,256 | 7 | 1,792 |
| 1,1 | 0,321 | 7,7 | 2,247 |
| 1,2 | 0,394 | 8,4 | 2,758 |
| 1,3 | 0,475 | 9,1 | 3,325 |
| 1,4 | 0,564 | 9,8 | 3,948 |
| 1,5 | 0,661 | 10,5 | 4,627 |

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

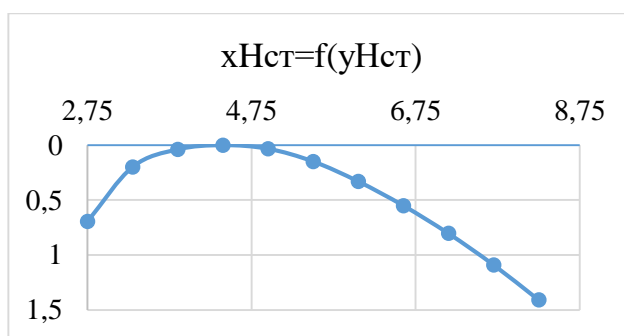


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.2). Глубина в

сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

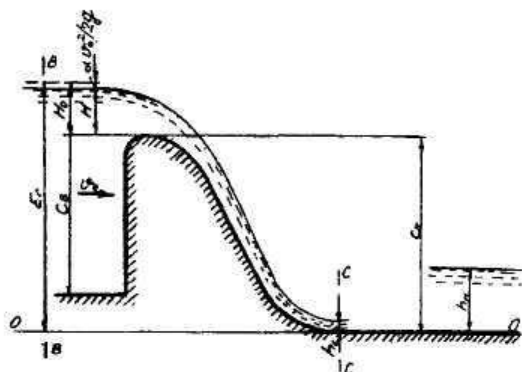


Рисунок 6.2 – Донный режим сопряжения бьефов

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 g'}} \quad (6.28)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1947,08^2}{(60 + (3 - 1) \cdot 4,2)^2 \cdot 9,81}} = 4,50 \text{ м,}$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 140 - 102 = 38 \text{ м,} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{38}{4,50} = 8,45 \text{ м,} \quad (6.30)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' :

$$\xi_c = 0,28; \quad \xi_c'' = 2,58,$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,28 \cdot 4,50 = 1,26 \text{ м,} \quad (6.31)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,58 \cdot 4,50 = 11,60 \text{ м.} \quad (6.32)$$

$h_{\text{НБ}} < h_c'', 5,18 < 11,60$, следовательно, сопряжение по типу отогнанного прыжка. Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

6.2.5 Расчёт водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 11,60 - 5,71 = 7,05 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.34)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{32,45}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 32,45^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 11,60)^2} = 5,71 \text{ м},$$

где q – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч.}}}{B} = \frac{1947,08}{60} = 32,45 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.35)$$

$\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$m = 0,49$ – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки;

После определения высоты стенки $h_{\text{ст}}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 7,05 + 5,71 = 12,76 \text{ м}, \quad (6.36)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{12,76}{4,50} = 2,84,$$

Аналогично предыдущему расчёту определяем:

$$\xi_c = 0,53, \xi_c'' = 1,65,$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,53 \cdot 4,50 = 2,38 \text{ м},$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,65 \cdot 4,50 = 7,42 \text{ м}.$$

$h_{НБ} < h_c'', 5,18 < 7,42$, следовательно, сопряжение по типу отогнанного прыжка. Устанавливаем вторую водобойную стенку, повторяем пункт расчетов:

$$H_{ст} = \left(\frac{32,45}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 32,45^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,42)^2} = 5,18 \text{ м},$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 7,42 - 5,18 = 2,98 \text{ м},$$

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 2,98 + 5,18 = 8,16 \text{ м},$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{8,16}{7,42} = 1,43,$$

$$\xi_c = 1,00, \xi_c'' = 1,00,$$

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 1,00 \cdot 4,50 = 4,50 \text{ м},$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,00 \cdot 4,50 = 4,50 \text{ м}.$$

Так как $h_c'' = 4,50 \text{ м} < h_{НБ} = 5,18 \text{ м}$, за стенкой образуется затопленный прыжок, чего и требовалось добиться.

После получения затопленного прыжка необходимо рассчитать сам водобой и величины размещения водобойных стенок на водобое, рассчитаем:

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 13,62 \cdot \sqrt{2,38}$$

$$= 3,15 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h_c'} = \frac{32,45}{2,38}$$

$$= 13,62 \text{ м/с}, \quad (6.38)$$

Длина водобоя:

$$\begin{aligned} l_b &= (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 1 \cdot 29,3 \\ &= 29,3 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.39)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина гидравлического прыжка, равная:

$$\begin{aligned} l_{\text{пр}} &= 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,42 - 2,38) \\ &= 29,3 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.40)$$

Расстояние для установки первой водосливной плотины:

$$l_{\text{пр}} = 3 \cdot h_{c(1)}'' = 3 \cdot 7,42 = 22,25 \text{ м,} \quad (6.41)$$

Расстояние для установки второй водосливной плотины от конца первой:

$$l_{\text{пр}} = 3 \cdot h_{c(2)}'' = 3 \cdot 4,50 = 13,49 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Длины водобоя не хватает для установки двух водобойных плит. По техническим соображениям, принимаем длину водобоя 46 м. Толщину водобоя принимаем 3,2 м.

6.2.6 Гидравлический расчет глубинных (донных) водосбросов

Назначаем предварительную высоту отверстий глубинного водосброса:

$$h_{\text{гл.вод}} = 3 \text{ м,}$$

Определяем расчетный расход для водосброса в случае аварийных сбросов:

$$Q_p = \frac{V_{\text{вдхр}}^{\text{полезн}}}{T_t} = \frac{5,3 \cdot 10^5}{54000} = 98,15 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.43)$$

где $V_{\text{вдхр}}^{\text{полезн}}$ – полезный объем водохранилища проектируемой ГЭС;
 T_t – период сработки водохранилища до отметки УМО (15 час), с.
Рассчитаем площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{98,15}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,82}} = 5,91 \text{ м}^2, \quad (6.44)$$

где Q_p – расчетный расход глубинного водосброса;
 $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода с плавными входами и небольшой шероховатостью;
 H – напор, равный разности НПУ и УНБ макс.
 Определим ширину водосливного фронта отверстий глубинного водосброса:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{гл.вод}}} = \frac{5,91}{3} = 2,96 \text{ м}, \quad (6.45)$$

Назначаем число отверстий глубинного водосброса, равному 2. Найдем величину одного отверстия и округлим:

$$b = \frac{B}{n} = \frac{2,96}{2} \approx 1,48 = 1,5 \text{ м}. \quad (6.46)$$

6.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Для скальных пород величину ширины подошвы можно принять по формуле:

$$B_n = (0,7 \div 0,8) \cdot h = 0,8 \cdot 43 = 34,4 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где h – высота водосливной плотины, равная:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 140 - 97 = 43 \text{ м}. \quad (6.48)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные сции. В плотинах на нескальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и осадочных деформаций и поэтому они

называются температурно-осадочные (в отличие от температурно-усадочных на скальных основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной сции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 20 + 4,2 = 24,2 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие сции водосливной плотины. Бык данной конструкции имеет два пазовых перешейка, каждый из которых толщиной 1 м. Глубина пазов рабочих затворов, равна 0,6 м. Таким образом, толщина быка $\delta_{\text{б}}$ определится как:

$$\delta_{\text{б}} = 2 \cdot d_0 + 2 \cdot a = 2 \cdot 1 + 2 \cdot 0,6 + 1 = 4,2 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где d_0 – ширина пазового перешейка;
 a – глубина пазов рабочих затворов.

Окончательно толщина быка определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины $b = 20$ м толщина быка:

$$\delta_{\text{б}} = (0,12 \div 0,16) \cdot b + 1 = 0,16 \cdot 20 = 4,2 \text{ м}. \quad (6.51)$$

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 1 м выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 108,18 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,6 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

На проектируемой станции предусмотрены два вида устоев: отдельный и сопрягающий.

Раздельный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, а также, между судоходным шлюзом и водосливом, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив. Также раздельный устой является опорой для плоских затворов водосливной плотины.

Сопрягающий устой, находящийся между левобережной грунтовой плотиной и машинным залом и устой, находящийся между правобережной грунтовой плотиной и судоходным шлюзом, предназначен для защиты левобережной грунтовой плотины от размыва водой, расположенной около машинного зала, а также является опорой для плоских затворов водосливной плотины. Сопрягающий устой со стороны правого берега служит защитой правобережной грунтовой плотины, примыкающей к зданию ГЭС, от размыва водой в случае работы судоходного шлюза.

Ширина раздельных устоев 4 м.

Ширина сопрягающих устоев прием равной 3 м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

Устраиваем в теле плотины 3 галереи, 2 из которых галерея цемзавесы и дренажная галерея, в оставшейся галереи вследствие наличия глубинного водосброса устанавливаем дополнительный плоский затвор, так как в нормальных режимах работы глубинный водосброс не используется. Ширина и высота галереи с цемзавесой, дренажной и дополнительной принимаются 3х3 м, 2х2 м и 5х5 м соответственно.

6.3.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина путей козлового крана 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 14 м.

6.3.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.3.7.1 Цементационная завеса

На скальном основании как правило устраиваются вертикальные дренажные устройства и цементационные завесы, для уменьшения фильтрационных расходов.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B = 0,1 \cdot 34,4 = 3,44 \text{ м}, \quad (6.52)$$

Глубина цементационной завесы определяется по формуле:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 37,68 = 18,84 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где H_{max} – максимальный напор на плотине, равный:

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 140 - 102,32 = 37,68 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $\nabla \text{НБmin} = 102,32 \text{ м}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{18,84 \cdot 1,2}{25} \geq 0,904 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе;

$J_{\text{cr.m}} = 25$ – критический градиент напора для бетонной плотины.

Как было изложено в пункте 6.3.5, галерея с цементационной завесой принимается высотой и шириной 3х3 м.

Фильтрационный расчет подземного контура для определения потерь напора на цемзавесе подробно изложен в пункте 6.4.1.4

6.3.7.2 Дренажные устройства

Т.к. расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы составляет 3,44 м, расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 8,44 м. Это обусловлено тем, что дренажное устройство в основании располагают за цементационной завесой, а не перед ней для более эффективной работы и расстояние между осями дренажной и цементационной скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

Назначается трехслойный ленточный дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы, а также под подошвой плотины. Как было изложено в пункте 3.5, дренажная галерея принимается высотой и шириной 2х2 м. Дренаж выполняем в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм с шагом 2 м. Глубину скважин принимают равной:

$$h_{\text{др.}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot 18,84 = 13,20 \text{ м}. \quad (6.56)$$

6.3.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа

В пункте 6.2.5 был подробно описан расчет толщины и длины водобоя, была принята длина водобоя 36 м и толщина водобоя 3.2 м. После водобоя устраиваем рисберму.

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеивания потока.

Конструкция рисбермы по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку. Всего размещено в ряд 3 ряда плит рисбермы, ширина и толщина 1-го ряда плит принимается 10х3,2 м, 2-го ряда 10х2,2 м, 3-го ряда 10х1,2 м.

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр.

Плиты имеют дренажные отверстия 0,25 м, находящиеся друг от друга в плане на 5 м и имеющие ширину 5 м.

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ = 140 м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla_{УНБ_{min}} = 102,32$ м.

6.4.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{661 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4,2} = 12862,03 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

где $S_{пл} = 661 \text{ м}^2$ – площадь плотины, вычисленная в ПК «AutoCAD»;

b – ширина пролета водосливной плотины;

$\rho_б$ – плотность бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка определяем аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1211 \cdot 4,2 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4,2} = 4678,64 \text{ кН/м}, \quad (6.58)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 190 \cdot \sqrt{190} \cdot 9,81 = 1413,07 \text{ кН}, \quad (6.59)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (142 - 133 + 0,5) \cdot 20 = 190 \text{ м}^2, \quad (6.60)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1413,07}{20 + 4,2} = 58,39 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

6.4.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 38^2}{2} = 7082,82 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,32^2}{2} = 277,65 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,11 = 1,01 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{эп}}^H = 0,11 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.4.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{вз} = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 102,32 - 97 = 5,32 \text{ м}, \quad (6.65)$$

Сила взвешивающего давления определяется как:

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 183,01 = 1796,21 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где $S_{эп} = 183,01 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.4.1.4 Сила фильтрационного давления

Как было написано в пункте 6.3.7.1, толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу по формуле:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}},$$

По эпюре фильтрационного противодействия для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.67)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} – напор на цемзавесе.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании по СП [32]. Эпюра фильтрационного противодействия показана на рисунке 6.3.

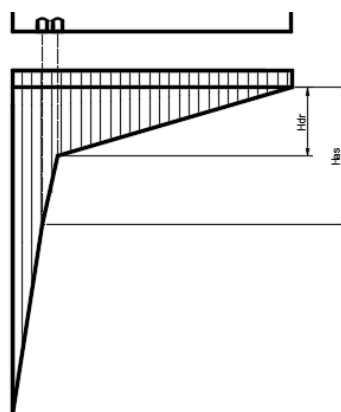


Рисунок 6.3—Схема эпюры фильтрационного противодействия

Для II класса сооружения в [32] находим соотношения $\frac{H_{as}}{H_d}$ и $\frac{H_{dr}}{H_d}$:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,5,$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2.$$

Зная величину $H_d = 140 - 102,32 = 37,68$ м, вычисляем H_{as} и H_{dr} :

$$H_{as} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 37,68 = 18,84 \text{ м}, \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 37,68 = 7,54 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Величина потерь на цементационной завесе:

$$\Delta H = 37,68 - 18,84 = 18,84 \text{ м}.$$

Сила фильтрационного давления, действующая только на плотину:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 260,97 = 2560,12 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где $S_{\text{эп}} = 260,97 \text{ м}^2$ – площадь эпюры под плотиной.

6.4.1.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.71)$$

$$p_H = 10 \cdot 2,25 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 11,03 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_H^{\text{взв}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_H = 2,25 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{11,03 \cdot 2,25}{2} = 12,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.72)$$

Активное давление действует в месте от дна до подошвы плотины, эпюрой наносов. В верхней части ордината эпюры будет равняться ординате давления наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.73)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2,25 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 6,10 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{гр} = 35$ – угол внутреннего трения грунта (скалы).
Найдем взвешенный удельный вес грунта (скалы):

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n_{гр}) \cdot \gamma_w, \quad (6.74)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = 25 - (1 - 0,002) \cdot 10 = 15,02 \text{ кН/м}^3,$$

где $\gamma_{гр}^{сух} = 17 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта второго слоя в сухом состоянии;
 $n_{гр} = 0,002$ – пористость грунта.

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

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

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2,25 + 15,02 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 14,24 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 2 \text{ м}$ – толщина грунта.

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

$$E_{ав1} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{6,10 + 14,24}{2} \cdot 2 = 20,34 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

6.4.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.77)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot \left(\frac{7,42}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 11,91 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%} = 0,95 \text{ м}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda} = 7,42$ м – средняя длина волны;
 $h_o = 0,38$ м – величина, определяющаяся по формуле:

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,95^2}{7,42} = 0,38 \text{ м}, \quad (6.78)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,42}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,95 = 0,82 \text{ м}. \quad (6.79)$$

6.4.2 Расчет прочности плотины

В курсовом проекте оценка общей прочности проводится в сечении по её подошве на отметке 97,00 м.

Для удобства расчетов составляем таблицу 6.3, в которую вносятся нагрузки, умноженные на коэффициент надежности для нагрузки.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

| Обозначение силы | γ_f | Направление | Сила, кН | Сила $\cdot \gamma_f$ | Плечо | Момент |
|------------------|------------|-------------|----------|-----------------------|-------|-----------|
| Гв | 1 | → | 7082,8 | 7082,8 | 14,33 | 101518,06 |
| Гн | 1 | ← | 277,6 | 277,6 | 1,77 | -492,35 |
| Гб | 0,95 | ↓ | 4949,2 | 4701,8 | 5,37 | -25248,47 |
| Гпл | 0,95 | ↓ | 12862,0 | 12218,9 | 4,40 | -53763,28 |
| Wвзв | 1 | ↑ | 1796,2 | 1796,2 | 0,00 | 0,00 |
| Wф | 1 | ↑ | 2560,1 | 2560,1 | 9,54 | 24423,50 |
| Wн | 1 | ↓ | 1,0 | 1,0 | 16,60 | 16,68 |
| Wволн | 1 | → | 11,9 | 11,9 | 41,87 | 498,50 |
| qз | 0,9 | ↓ | 58,4 | 52,6 | 12,06 | -633,55 |
| Ен | 1,2 | → | 12,4 | 14,9 | 5,75 | 85,63 |
| Еав | 1,2 | → | 20,3 | 24,4 | 2,17 | 52,87 |
| ΣM | | | | | | 46457,59 |

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

1) для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2}, \quad (6.80)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{12616,9}{34,4} + \frac{6 \cdot 46457,59}{34,4^2} = -131,22 \text{ кН/м}^2,$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины, равная 34,4 м.

$$N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3 + W_H, \quad (6.81)$$

$$N = 12862 + 4701,8 - 1796,2 - 2560,1 + 52,6 + 1,0 = 12616,9 \text{ кН},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = -131,22 \cdot 0^2 - 10 \cdot 43 \cdot (1 - 0^2) = -430 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = 43 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения.

$$m_u = tg\alpha_1, \quad (6.83)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg\alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u^2 = 0, \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 - m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^u = -131,22 \cdot (1 - 0^2) + 10 \cdot 43 \cdot 0^2 = -131,22 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

2) для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.87)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{12616,9}{34,4} - \frac{6 \cdot 46457,59}{34,4^2} = -602,33 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^t = -602,33 \cdot 0,6^2 - 10 \cdot 5,32 \cdot (1 - 0,6^2) = -250,89 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^t = 5,32 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = tg59^\circ = 0,6$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t^2, \quad (6.89)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 5,32 - 602,33) \cdot 0,6^2 = 329,48 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,32 = -53,20 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = -602,33 \cdot (1 + 0,6^2) + 10 \cdot 5,32 \cdot 0,6^2 = -800,01 \text{ кН/м}^2,$$

Для удобства расчет краевых напряжений сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

| Напряжения | Напорная грань | Низовая грань |
|----------------------------|----------------|---------------|
| $\sigma_y, \text{кН/м}^2$ | -131,22 | -602,33 |
| $\sigma_x, \text{кН/м}^2$ | -430 | -250,89 |
| $\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$ | 0 | 329,48 |
| $\sigma_1, \text{кН/м}^2$ | -131,22 | -53,20 |
| $\sigma_3, \text{кН/м}^2$ | -430 | -800,01 |

6.4.3 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

- 1) во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.92)$$

$$1,2 \cdot 1,00 \cdot 800,01 \leq 0,9 \cdot 2800,$$

$$960,01 \leq 2520,$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,90$ – коэффициент условий работы;

R_b – расчетное сопротивление бетона по сжатию.

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведённому выше условию.

2) на верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.93)$$

$$-131,22 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25 \cdot H_d^u \cdot \gamma_B, & (6.94) \\ 131,22 &\geq 0,25 \cdot 43 \cdot 10, \\ 112,26 &\geq 107,5. \end{aligned}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.4.4 Расчет устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.95)$$

где R – расчетное значение несущей способности, находится по формуле:

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} + W_H - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.96)$$

$$\begin{aligned} R &= (12218,9 + 4701,8 - 1796,2 + 1 - 2560,1 + 52,6) \cdot 0,55 + 0,7 \cdot 45 \\ &\cdot 34,4, \end{aligned}$$

$$R = 10182 \text{ кН/м},$$

где $tg\varphi = 0,55$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 45$ – удельное сцепление грунта основания;

ω – г. проекция S подошвы плотины, рассчитывается по формуле:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 34,4 \cdot 1 = 34,4 \text{ м}, \quad (6.97)$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ав}}, \quad (6.98)$$

$$F = 7082,8 - 277,6 + 11,9 + 14,9 + 24,4 = 7411,7 \text{ кН/м.}$$

Таким образом:

$$\frac{10182 \cdot 0,90}{7411,7 \cdot 1,00} = 1,236,$$

$$1,236 \geq 1,2.$$

Условие выполняется, плотина устойчива.

7 Охрана труда, техника безопасности и пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Павловской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон

«О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Павловской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных

случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

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

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

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

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции-охрана труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

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

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

- Трудовой кодекс РФ;
- С [39] по [44];
- И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

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

7.2.2 Охрана труда Павловской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Павловской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса;

сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями 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 и обеспечения правил охраны труда на Павловской ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Павловской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

- на Павловской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных

установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- 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;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- 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;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены

закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию 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.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

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

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

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

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

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

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

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

7. в аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отса или из самой верхней части потолка.

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

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

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

7.4 Охрана природы

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- С [45] по [58];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Павловской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- 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. Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Год | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|----------------------------------------------------|---------|---------|---------|----------|
| Установленная мощность, МВт | 98,00 | 98,00 | 98,00 | 98,00 |
| Число часов использования установленной мощности | 3219,00 | 3219,00 | 3219,00 | 3219,00 |
| Выработка электроэнергии, МВт·ч | 315591 | 315591 | 315591 | 31559,76 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды, % | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 |
| Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч | 6311,82 | 6311,82 | 6311,82 | 6311,82 |
| Объем реализации электроэнергии, МВт·ч | 309279 | 309279 | 309279 | 309279 |
| Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч | 1219,00 | 1253,00 | 1286,00 | 1318,00 |
| Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб. | 31,42 | 32,29 | 33,14 | 33,97 |
| НДС к выручке, млн.руб. | 4,79 | 4,93 | 5,06 | 5,18 |

В данном проекте ГЭС имеет суточное регулирование, соответственно, небольшое число часов использования установленной мощности, по сравнению с годичным регулированием.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

| Наименование | Ставка, тыс.руб./МВт | Величина, млн.руб. |
|-------------------|----------------------|--------------------|
| Фонд оплаты труда | 255,2 | 25,02 |
| Прочие расходы | 274,0 | 26,86 |
| Итого | 529,2 | 25,05 |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

| Этапы проекта | Величина, % |
|----------------|-------------|
| От 1 до 5 лет | 0,12 |
| От 6 до 15 лет | 0,17 |
| От 16 до 25 | 0,30 |
| Свыше 25 лет | 0,40 |

Расходы на услуги регулирующих организаций по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2019 года представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование | Ставка | Величина, млн.руб. |
|--------------------------------------------|-------------------------|--------------------|
| ОАО «СО ЕЭС» | 135,38 тыс.руб./МВт | 13,27 |
| ОАО «АТС» (администратор торговой системы) | 0,001097 тыс.руб./МВт·ч | 0,57 |
| ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов) | 0,000318 тыс.руб./МВт·ч | 0,17 |
| Итого | | 14,01 |

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Уфа, составляет 4,80 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

| Наименование | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Амортизационные отчисления, млн. руб. | 36,83 | 38,74 | 39,20 | 39,20 | 39,20 |
| Расходы на страхование, млн. руб. | 13,70 | 14,02 | 13,75 | 13,38 | 13,00 |
| Эксплуатационные затраты, млн. руб. | 25,05 | 25,05 | 25,05 | 25,05 | 25,05 |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб. | 1,71 | 2,48 | 2,44 | 2,37 | 2,30 |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб. | 14,01 | 14,01 | 14,01 | 14,01 | 14,01 |
| Налог на воду, млн. руб. | 2,30 | 2,50 | 2,50 | 2,50 | 2,50 |
| Итого, млн. руб. | 93,61 | 96,80 | 96,95 | 96,51 | 96,07 |

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

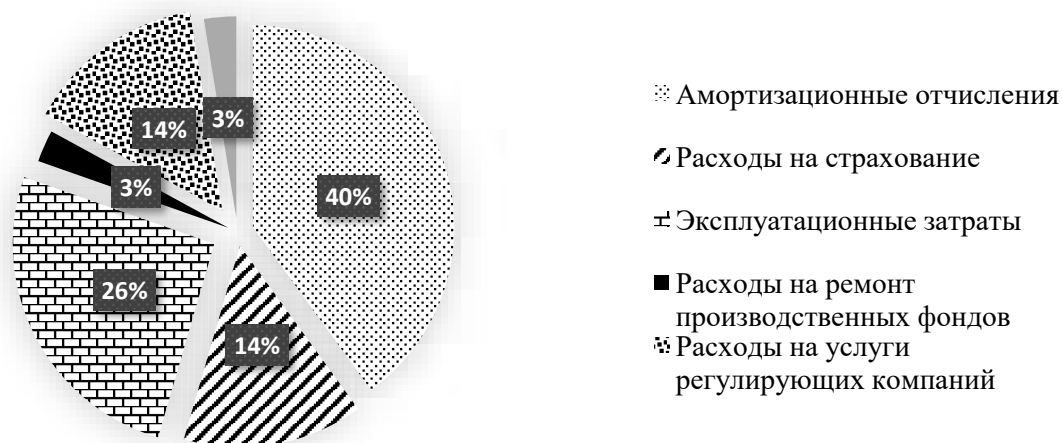


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат, связано это с большим количеством активов.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2026–2030 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

| Наименование | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Налог на прибыль, млн.руб. | 17,44 | 79,25 | 115,88 | 177,24 | 180,20 |
| НДС, млн.руб. | 93,23 | 97,23 | 126,13 | 194,96 | 197,76 |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 4,45 | 4,45 | 4,45 | 4,45 | 4,45 |
| Налог на имущество, млн.руб. | 30,91 | 30,05 | 29,18 | 28,32 | 27,46 |
| Итого | 146,04 | 210,99 | 275,65 | 404,97 | 409,87 |

8.2 Оценка суммы прибыли

Оценка прибыли – это в первую очередь анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией. Прибыль представляет собой разность цены товара и ее себестоимости.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Выручка (нетто), млн.руб. | 822,50 | 863,77 | 884,46 | 905,03 | 924,99 |
| Текущие расходы, млн.руб. | 93,61 | 96,80 | 96,95 | 96,51 | 96,07 |
| ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб. | 728,89 | 766,97 | 787,50 | 808,52 | 828,92 |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 145,78 | 153,39 | 157,50 | 161,70 | 165,78 |
| НОПАТ (Чистая прибыль), млн.руб. | 583,11 | 613,58 | 630,00 | 646,82 | 663,14 |
| Ставка налога на прибыль Т, % | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 |

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленный увеличением выручки от продажи электроэнергии.

Сумма чистой прибыли постепенно увеличивается и наибольший рост наблюдается в период с 2023 по 2042 год.

8.3 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2 – График Кэш-Фло

На рисунке обозначено:

1. начало земляных работ;
2. начало бетонных работ;
3. начало строительных работ;
4. пуск первого гидроагрегата;
5. пуск второго гидроагрегата и переход на проектную мощность;
6. начало строительства ЛЭП;
7. начало строительства ОРУ 110 кВ.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9).

8.4.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. чистый, дисконтированный доход
2. индекс прибыльности
3. срок окупаемости
4. и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике»,

утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», 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) едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expert systems».

Для целей финансово–экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

1) период прогнозирования для Павловской ГЭС на реке Уфа мощностью 90 МВт составляет 20 лет;

2) используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

3) Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

8.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8– Показатели эффективности инвестиций

| | |
|------------------------------------------------|---------|
| Ставка дисконтирования, % | 11,60 |
| Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес | 131 |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб. | 1053,9 |
| Индекс прибыльности – PI | 1,49 |
| Себестоимость, руб./кВт·ч | 0,19 |
| Удельные капиталовложения, руб./кВт | 60804,1 |
| Удельные капиталовложения, долл./кВт | 1013,4 |

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на

основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

| Годы | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|------------------------------------|------|-------|-------|-------|------|
| В федеральный бюджет, млн. руб. | 2,49 | 6,59 | 6,96 | 10,24 | 2,49 |
| В региональный бюджет, млн. руб. | 0,32 | 28,62 | 31,76 | 31,97 | 0,32 |
| Итого налог. поступлен., млн. руб. | 2,81 | 35,20 | 38,71 | 42,21 | 2,81 |

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.5 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:

- 1) стоимость строительства по проект;
- 2) цены электроэнергии;
- 3) ставки дисконтирования;
- 4) иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно. На рисунках 8.3, 8.4 и 8.5 изображены графики анализа чувствительности по различным показателям.

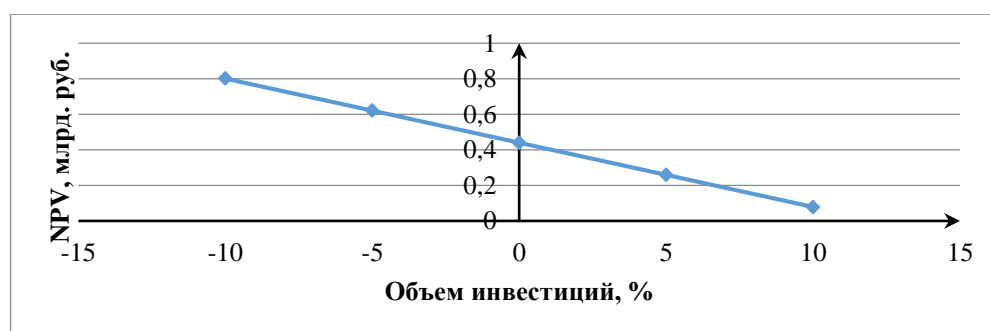


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения объема инвестиций, %

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

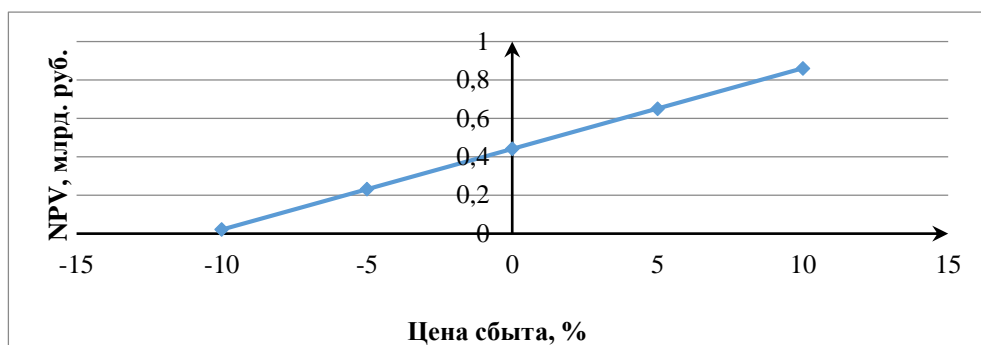


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.4.

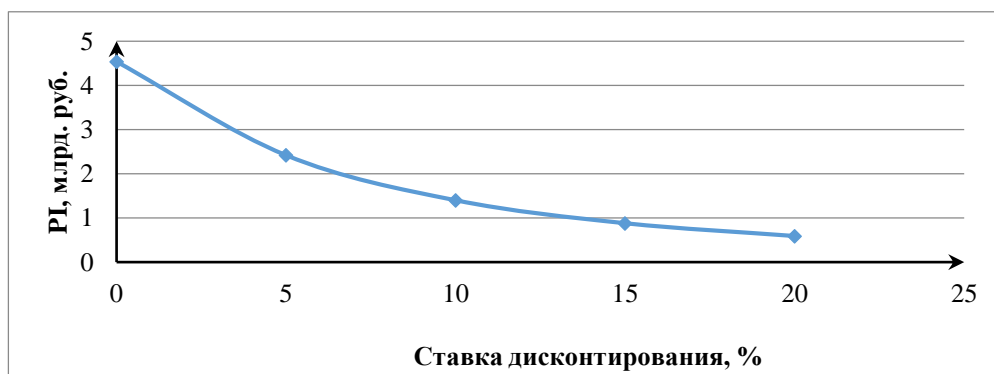


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

При увеличении ставки дисконтирования – уменьшается величина PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- увеличение объема инвестиций продукции.

9 Системы возбуждения гидрогенераторов – конструктивное исполнение, методы контроля и системы измерений

Для процесса превращения механической энергии в электрическую необходимо вращающиеся магнитное поле чередующейся полярности и формы для получения в трехфазной системе обмотки статора синусоидального электрического тока. Вращающиеся поле создается системой электромагнитов полюсов, насаженных на обод ротора. На полюса подается постоянный ток от источника системы возбуждения.

Возбуждение является наиболее ответственной системой генератора, так как от ее исправной и надежной работы зависит устойчивость работы генераторов и станций в энергосистеме и надежность электроснабжения собственных нужд ГЭС.

Системы возбуждения обеспечивают следующие режимы работы синхронных машин:

- 1) начальное возбуждение;
- 2) холостой ход;
- 3) включение в сеть методом точной синхронизации или самосинхронизации;
- 4) работу с допустимыми нагрузками и перегрузками в энергосистеме;
- 5) форсировку возбуждения по напряжению и по току с заданной кратностью;
- 6) разгрузку по реактивной мощности и развозбуждение при нарушениях в энергосистеме;
- 7) гашение поля генератора в аварийных режимах и при нормальном останове;
- 8) электрическое торможение агрегата.

9.1 Методы синхронизации гидрогенераторов с сетью

Синхронизация – процесс включения синхронного генератора на параллельную с другими генераторами или энергосистемой.

Перед включением генератора в сеть требуется выполнить ряд операций, которые могут быть проведены как вручную, так и специальными автоматическими устройствами. В соответствии с этим различают два вида синхронизации:

- точная синхронизация;
- самосинхронизация.

Возможен также и промежуточный вариант – полуавтоматическая синхронизация, когда часть операции выполняется персоналом станции вручную, а другая – автоматически.

9.1.1 Точная синхронизация

Точная синхронизация осуществляется следующим образом: ротор генератора разворачивается турбиной и возбуждается. Перед включением генератора в сеть выполняются следующие условия:

- 1) $U_r = U_c$ – величина напряжения генератора подгоняется к напряжению сети;
- 2) $f_r = f_c$ – частота генератора выравнивается с частотой в сети;
- 3) $\delta = 0$ – выбирается наиболее благоприятный момент включения, когда угол между векторами напряжения генератора и сети равен 0.

Подгонка указанных величин осуществляется или вручную (ручная синхронизация), или с помощью автоматических устройств (автоматическая синхронизация).

Включение возбужденного генератора в сеть сопровождается уравнивающим током. Величина и характер этого тока зависит от того, насколько точно выполняются условия синхронизации. Уравнивающий ток вызывает толчки мощности. Толчок активной мощности через генератор передается на турбину. Толчок реактивной мощности воспринимается только генератором. При $\delta = 0$ уравнивающий ток равен нулю. В этом и заключается основное преимущество точной синхронизации: если момент включения выбран правильно, то включение происходит без толчка уравнивающего тока.

9.1.2 Самосинхронизация

Процесс самосинхронизации генератора производится следующим образом: ротор разворачивается турбиной до частоты вращения близкой к синхронной и без возбуждения включается в сеть, после чего в ротор подается возбуждение.

Возникающие в генераторе моменты электрические моменты обеспечивают подтягивание ротора к синхронной частоте вращения и его втягивание в синхронизм. При дальнейшем увеличении открытия регулирующего органа турбины генератор начинает принимать активную нагрузку и работать параллельно с другими генераторами.

При самосинхронизации нет необходимости соблюдать условия точной синхронизации, так как подключение синхронизируемого генератора в сеть происходит без возбуждения, то и его напряжение равно нулю и действия по подгонке этого напряжения, как по величине, так и по фазе теряют смысл. Частота вращения генератора также не обязательно должна быть точно синхронной. Поэтому, процесс самосинхронизации может быть произведен весьма быстро, поскольку не требуется точная подгонка рассмотренных параметров. В этом заключается одно из основных преимуществ данного способа синхронизации, особенно в аварийных режимах, когда частота сети может отличаться от 50 Гц и меняться во времени. Отсутствие устройств точной

подгонки напряжения и частоты вращения генератора приводит к тому, что схема и аппаратура самосинхронизации получается простой и надежной.

Как было ранее сказано, недостатком такого способа синхронизации – большой уравнивающий ток в момент включения генератора в сеть. Наличие больших уравнивающих токов является существенным недостатком способа самосинхронизации. Аварийные режимы, в том числе и КЗ на выводах генератора происходит сравнительно редко. Синхронизация генераторов производится значительно чаще и, следовательно, в каждом случае генератор подвергается действию больших уравнивающих токов.

Включение генератора методом самосинхронизации сопровождается снижением напряжения на сборных шинах станции вследствие возникновения уравнивающего тока и его сопротивления. По мере втягивания генератора в синхронизм напряжение на сборных шинах восстанавливается.

Исходя из рассмотренных способов синхронизации генераторов в сеть в качестве основного способа синхронизации на Павловскую ГЭС был выбран способ точной синхронизации, а в качестве аварийного способа – способ самосинхронизации. Хотя и такая система будет довольно дорогой, надежность такой системы будет наиболее эффективна, так как способ точной синхронизации не вызывает уравнивающих токов, а при аварийных режимах прежде всего важно быстрое действие. Для этого и была выбрана самосинхронизация.

9.2 Схемы систем возбуждения гидрогенераторов

В соответствии с [62] для гидрогенераторов применяются системы возбуждения, представленные на рисунке 9.1.

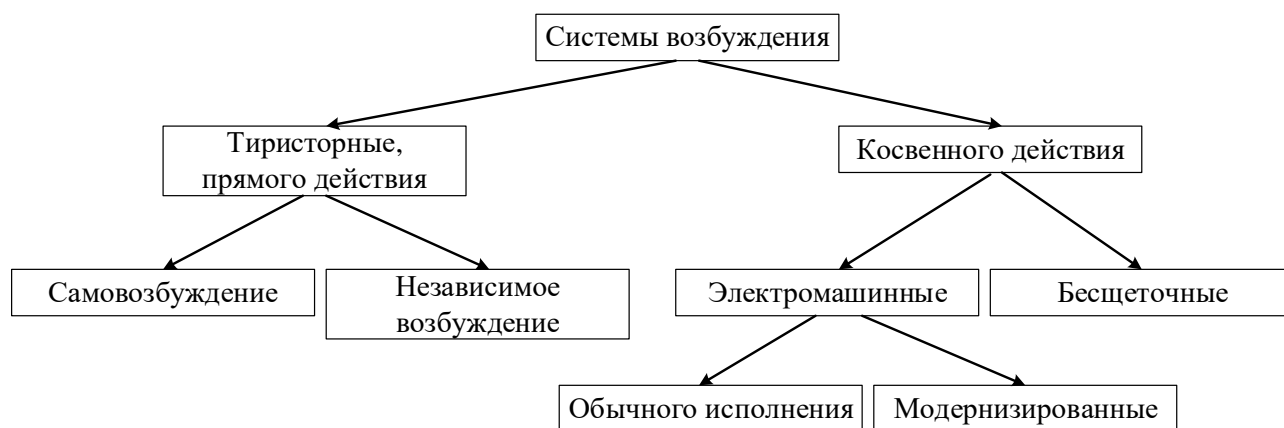


Рисунок 9.1 – Системы возбуждения гидрогенераторов

При прямом возбуждении возбудитель приводится во вращение непосредственно от вала генератора. Такая система возбуждения имеет ряд достоинств:

- частота вращения возбудителя при КЗ практически остается неизменной;
- система содержит небольшое количество оборудования и поэтому обладает достаточной надежностью и небольшой стоимостью.

Однако ремонт и ревизия возбудителя возможны только при остановленном генераторе. Кроме того, эта система возбуждения не может быть использована для возбуждения мощных генераторов.

При косвенном возбуждении возбудитель приводится во вращение двигателем, который может быть подключен или к вспомогательному синхронному генератору, установленному вместе со своим возбудителем на общем валу с генератором, или к шинам системы СН. В первом случае систему часто называют независимой, во втором – зависимой. Установка отдельного двигателя позволяет выбрать рациональную частоту вращения возбудителя, при которой может быть изготовлен возбудитель требуемой мощности и размеров. Однако такая система возбуждения сложнее прямой системы, поэтому обладает меньшей надежностью, а при присоединении электродвигателя к шинам СН она оказывается чувствительной к изменениям напряжения во внешней сети. При кратковременных снижениях напряжения возможно поддержать частоту вращения и соответственно напряжение возбудителя в нужных пределах путем установки маховика, повышающего механическую постоянную времени агрегата двигатель – возбудитель. Косвенная независимая система возбуждения применяется в основном только для тихоходных гидрогенераторов небольшой мощности.

9.2.1 Тиристорная система возбуждения

Различают системы возбуждения:

- системы тиристорные независимые (СТН);
- системы тиристорные самовозбуждения (СТС).

СТН предназначены для питания обмотки возбуждения крупных гидрогенераторов 500-800 МВт, быстродействующие системы СТН применяются на гидрогенераторах от 62 до 800 МВт. При быстродействующей системой СТН допускается упрощение схем управления, ограничения, защит. СТН получают питание от независимого источника напряжения переменного тока – от вспомогательного синхронного генератора ВСГ, вращающегося на одном валу с главным генератором. Структурная схема СТН приведена на рисунке 9.2.

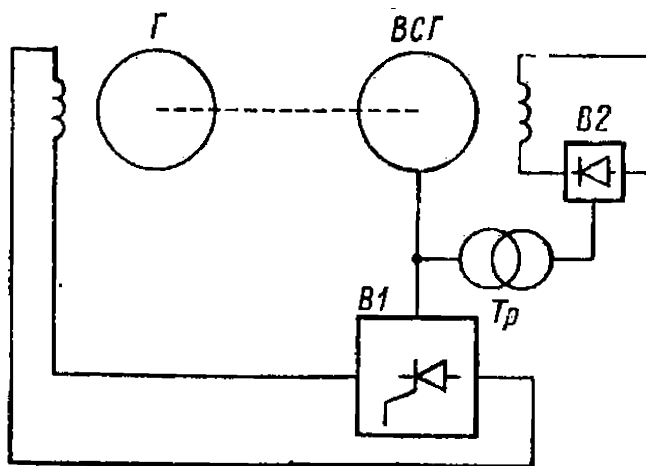


Рисунок 9.2 – Принципиальная схема тиристорной независимой системы возбуждения

Обмотка возбуждения Γ получает питание от тиристорного выпрямителя B1. Возбуждение вспомогательного синхронного генератора BCG осуществляется тиристорным выпрямителем B2, получающим питание от выводов вспомогательного генератора через трансформатор Tr.

Также существуют СТН с двухгрупповой схемой выпрямителей. В такой схеме выпрямители работают с различными углами управления. В нормальном режиме ток возбуждения проходит через рабочую группу тиристоров. В режиме форсирования ток возбуждения проходит через форсировочную группу тиристоров, рабочая группа при этом запирается. Схема СТН с двухгрупповой схемой выпрямителей представлена на рисунке 9.3.

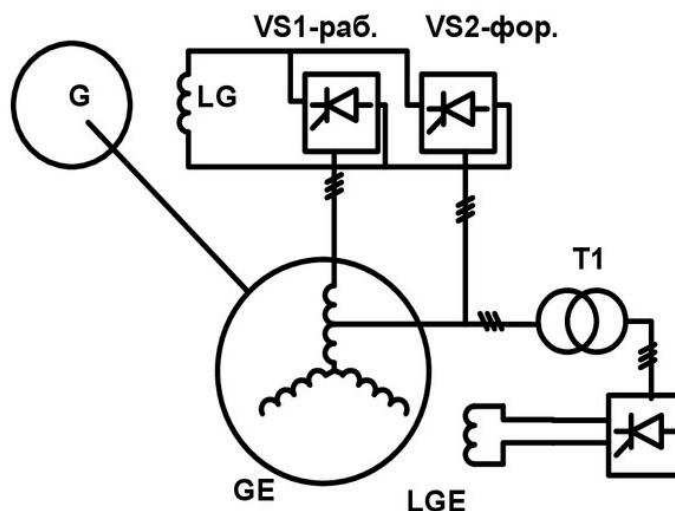


Рисунок 9.3 – Схема СТН с двухгрупповой схемой выпрямителей:
 G – генератор, GE1 – возбудитель, LG – обмотка возбуждения генератора, LGE – обмотка возбуждения возбудителя рабочая и форсировочная группы тиристоров соответственно, VS1, VS2 – рабочая и форсировочная группы тиристоров соответственно, T1 – вспомогательный трансформатор питания обмотки LGE

Вспомогательный генератор переменного тока возбуждения построен по схеме самовозбуждения. СТН обладает рядом достоинств:

- быстродействие;
- компактность.

СТН имеет и недостатки:

- наличие щеточно-контактного аппарата;
- ограничение по величине тока возбуждения;

СТС предназначена для питания обмоток возбуждения гидрогенераторов выпрямленным регулируемым током. СТС применяются на гидрогенераторах мощностью 500-800 МВт, быстродействующие системы СТС применяются на гидрогенераторах от 62 до 800 МВт и, также, как и в случае с системой СТН, допускается упрощение схем управления, ограничения, защит. Схем СТС представлена на рисунке 9.4.

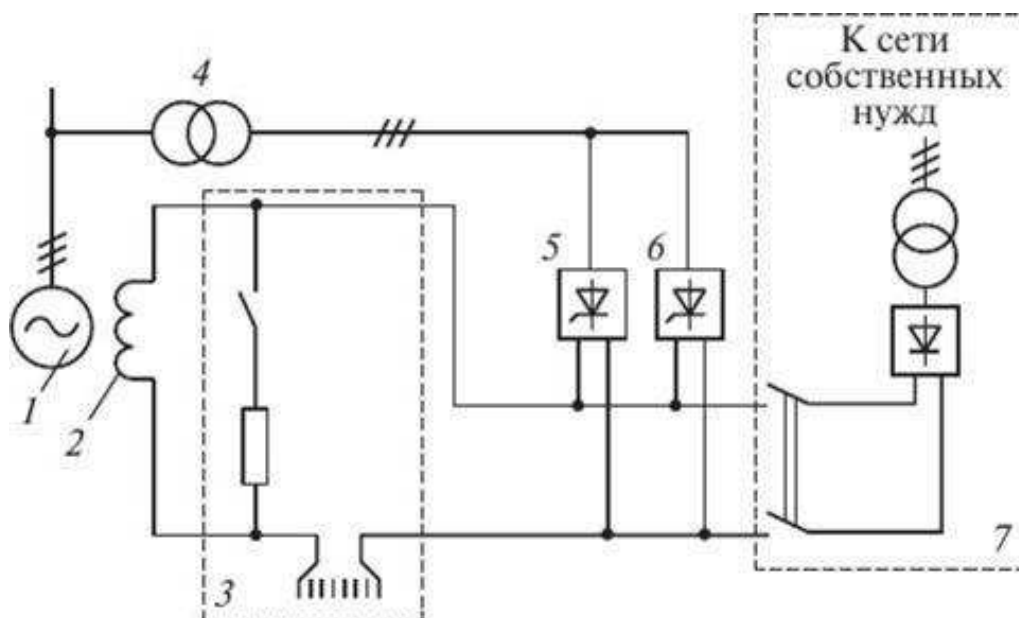


Рисунок 9.4 – Схема тиристорной системы самовозбуждения:

- 1 – синхронный генератор; 2 – обмотка возбуждения генератора; 3 – автомат гашения поля; 4 – выпрямительный трансформатор; 5, 6 – рабочая и форсировочная группа управляемых вентилей; 7 – цепь начального возбуждения

Благодаря высокому быстродействию управляемого выпрямителя и предельным уровням напряжения и тока возбуждения в сочетании с эффективными законами управления СТС обеспечивает высокое качество регулирования и большие запасы устойчивости энергосистем.

Системы самовозбуждения менее надежны, чем системы независимого возбуждения, поскольку в них работа возбудителя зависит от режима сети переменного тока. Короткие замыкания в сети, сопровождающиеся понижением напряжения, нарушают нормальную работу системы возбуждения, которая в этих случаях должна обеспечить форсировку тока в обмотке ротора генератора.

9.2.2 Электромашинные системы возбуждения

Электромашинные системы возбуждения выпускались примерно 35 лет назад, структурная схема системы возбуждения представлена на рисунке 9.5.

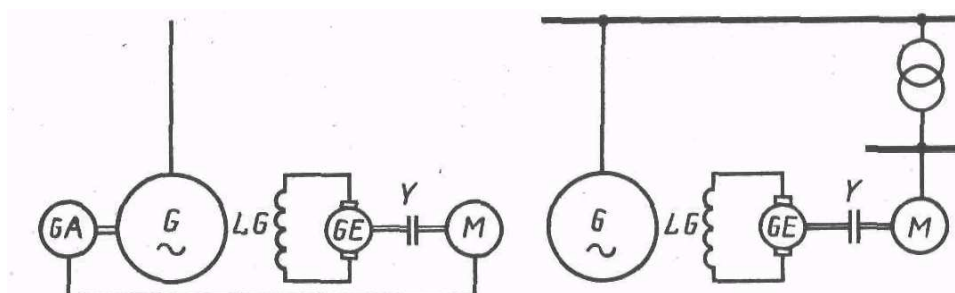


Рисунок 9.5 – Схемы электромашинной системы возбуждения, применяемых на гидрогенераторах:

Косвенная независимая и косвенная зависимая электромашинные системы возбуждения соответственно. М – двигатель, GE – вспомогательный генератор, Y – соединительная муфта

В косвенных электромашинных системах возбуждения ротор возбудителя приводится во вращение синхронным или асинхронным двигателем, получающим питание или от шин собственных нужд станции (косвенная независимая), или от вспомогательного синхронного генератора на валу главного генератора, или от вспомогательного синхронного генератора, установленного на станции специально для этой цели (косвенная зависимая).

Достоинства данной системы возбуждения отсутствуют.

К недостаткам можно отнести:

- морально и физически устаревшие системы;
- малое быстродействие;
- несоответствие требованиям стандартов.

Электромашинную систему возбуждения в настоящее время заменяют на современные системы возбуждения или модернизируют. Широкого распространения не получила, является одной из первых систем возбуждения для синхронных машин.

9.2.3 Бесщеточная система возбуждения

Системы возбуждения бесщеточные диодные (СБД) предназначены для питания обмотки возбуждения гидрогенераторов выпрямленным регулируемым током. СБД применяются на гидрогенераторах мощностью 1000 МВт и выше, а также могут применяться на гидрогенераторах мощностью 62 МВт и ниже ввиду более надежной работы штатных вращающихся диодов при малой нагрузке. При этом также СБД (62 МВт и ниже) выполняется быстродействующей. Схема СБД представлена на рисунке 9.6.

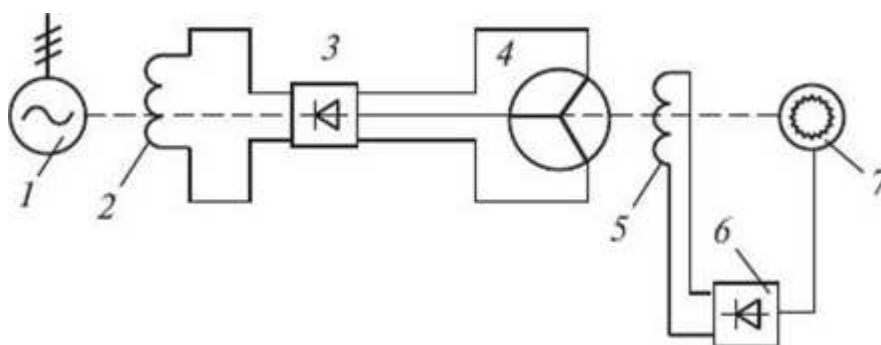


Рисунок 9.6 – Схема СБД:

1 – синхронный генератор; 2 – обмотка возбуждения генератора; 3 – выпрямительное устройство; 4 – возбудитель; 5 – обмотка возбуждения возбудителя; 6 – выпрямитель; 7 – подвозбудитель

Возбуждение СГ осуществляется небольшим по размерам возбудителем переменного тока, состоящим из трёхфазной обмотки, расположенной на роторе генератора и электромагнитных полюсов, находящихся на статоре рядом со статорной обмоткой основной машины. Обмотка возбуждения возбудителя питается постоянным током от автоматического регулятора напряжения. Трёхфазный переменный ток, генерируемый в роторной обмотке, выпрямляется трёхфазным выпрямителем, расположенным на роторной обмотке возбудителя и поступает на роторную обмотку возбуждения генератора. Выпрямительное устройство бесщёточного генератора состоит из кремниевых диодов, соединённых по трёхфазной мостовой схеме, регулируемого балластного резистора и сглаживающего конденсатора.

Достоинство бесщёточных возбудителей:

- Нет ограничения на величину тока возбуждения;
- Отсутствие щёточно-контактного аппарата;
- Достаточно высокое быстродействие.

К недостаткам СБД относится:

- Необходимость усложнения схемы системы регулирования.

Из всех рассмотренных систем возбуждения на Павловскую ГЭС была выбрана система бесщёточная диодная, так как такая система возбуждения применяется на данную мощность (45 МВт), также отсутствие щёточно-контактного аппарата, высокое быстродействие и отсутствие ограничения на величину тока возбуждения, что было сказано ранее, делает СБД одной из самых лучших систем возбуждения.

9.3 Методы контроля системы возбуждения

Система возбуждения контролируется следующими видами защит:

- от потери возбуждения;
- от повышения напряжения статора генератора в режиме холостого хода;

- от превышения предельного тока возбуждения возбудителя;
- от неисправности канала управления тиристорным выпрямителем;
- от коротких замыканий на выходе преобразователя;
- от перегрузки по току возбуждения;
- от снижения сопротивления изоляции обмотки возбуждения.

Параметры и диапазон настроек приводятся в технической документации на систему возбуждения.

Срабатывание защиты отображается на дисплее, записывается в журнал событий регулятора, фиксируется на выходных реле и передается в схему защит в виде дискретного сигнала или по цифровому интерфейсу.

9.4 Системы измерений

Система возбуждения обеспечивает все необходимые измерения и информационный обмен с АСУ ТП станционного уровня и взаимодействие с системами агрегатного уровня, включая:

- Номинальное напряжение возбуждения;
- Номинальный ток возбуждения;
- Номинальная мощность возбуждения;
- Частота напряжения питания;
- Коэффициент готовности;
- Общий уровень шума.

Дискретные сигналы о состоянии технологического оборудования выводятся в виде двоичных сигналов «0» и «1». В качестве сигнала «1» могут применяться напряжения переменного тока 220В, постоянного тока 220В, 48В, 24В. Каналы ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов гальванически развязаны между собой и относительно «земли».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Павловского гидроузла на реке Уфа, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % равного 2190 м³/с соответственно.

В ходе ВЭР была определена установленная мощность, равная 98 МВт и среднемноголетняя выработка 522 млн. кВт·ч. Было построено режимное поле, на котором определены следующие напоры:

максимальный – 37,49 м; расчетный – 35,57 м; минимальный – 33,6 м.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции, определен максимальный расход через все агрегаты ГЭС, составляющий 290 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с двумя гидротурбинами ПЛ40б-В-450.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-840/150-52 с номинальной активной мощностью 45 МВт.

Далее была выбрана единственная подходящая структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (2 простых блока, 4 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – Одна рабочая сционированная + ОСШ". По справочным данным и каталогам было выбрано высоковольтное оборудование и оборудование на генераторное напряжение

После выбора основного электрооборудования был выбран перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

После выбора электрического оборудования и устройств его защит, была принята русловая компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений гидроузла входят:

- водобросная бетонная плотина с поверхностным эксплуатационным и аварийным донным водосливом;
- здание ГЭС;
- левобережная глухая грунтовая плотина;
- правобережная глухая грунтовая плотина;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка комбинированного типа (2-х рядная).

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,24 для основного сочетаний нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- дисконтированный срок окупаемости – 11 лет;
- себестоимость – 0,19 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 60804,1 руб./кВт.

Таким образом, строительство Павловского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов /сост. А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005.
3. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ [сайт]: <http://so-ups.ru/?id=178>.
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990 – 366 с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. СТО 17330282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования». ОАО РАО «ЕЭС России». Дата введения - 2008 - 07 – 30 с.
7. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002 - 541 с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России» - Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/57/57990/>
9. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. От 27 декабря 2002 г. № 184 – ФЗ «О техническом регулировании». [Электронный ресурс] // ОАО «РусГидро» - Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/d86/STO-RusGidro-01.01.78-2012_Normi-tehnologicheskogo-proektirovaniya.pdf
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЗ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>
12. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.- Введ. 01.01.2007. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 59 с.

- 14 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
- 15 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЗЕТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
- 16 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «Профотек». – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/>
- 17 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Промсвязькомплект». – Режим доступа: <http://promsvjazkomplekt.ru/>
- 18 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «АСУ ВЭИ». – Режим доступа: <http://www.asu-vei.ru/>
- 19 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/>
- 20 СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
- 21 Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.sesh96.ru/>
- 22 Каталог «Трансформаторы СН масляные» [Электронный ресурс] // ООО «ГК ЭнергоПроф». – Режим доступа: <https://www.sklad-generator.ru>
- 23 СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 г. – 19 с.
- 24 ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index/58/58528.htm>
- 25 ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. N 1984-ст. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
- 26 ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. Дата актуализации: 01.01.2019. [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data/635/63515.pdf>
- 27 Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // «УралЭнерго». – Режим доступа: <http://www.u-energo.ru>

- 28 Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998 г. – 608 с.
- 29 Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974 - 680 с. С ил.
- 30 СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456071754>
- 31 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293794/4293794017.htm>
- 32 СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82* [Электронный ресурс] // – ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 33 Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
- 34 Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
- 35 СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>
- 36 СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84* (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095521>
- 37 СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095549>
- 38 СТО 70238424.27.140.003-2010 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093612>
- 39 ГОСТ Р 12.0.008-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (аудит). [Электронный ресурс] // ООО "Экожилсервис" и Учреждения Федерации Независимых Профсоюзов России "Научно-исследовательский институт охраны труда в г. Екатеринбурге" – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200073864>

40 Распоряжение от 14.01.98 № 5р Об утверждении Положения о СУОТ. от 14.01.98 № 5р. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <https://refdb.ru/look/2312094-pall.html>

41 Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [Электронный ресурс] // «Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти» – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/231/>

42 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43607/index.htm

43 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12161584/>

44 "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) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/

45 Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/

46 Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране атмосферного воздуха" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: https://www.ecolog46.ru/wp-content/uploads/2017/08/Федеральный-закон-от-04_05_1999-N-96-ФЗ-об-охране-атмосферного-воздуха.pdf

47 Федеральный закон от 31 декабря 2017 г. N 503-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <https://rg.ru/2018/01/09/fz503-dok.html>

48 Федеральный закон "О животном мире" от 24.04.1995 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/10107800/>

49 Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях"(с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9010833>

50 Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ (последняя редакция)

[Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/

51 Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420320415>

52 Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038321>

53 Федеральный закон "О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов" от 20.12.2004 N 166-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50799/

54 Федеральный закон "Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации" от 25.06.2002 N 73-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_37318/

55 Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 25.12.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019). [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/

56 Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/

57 Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_64299/

58 Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340. [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/

59 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200088779>

60 «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113. Москва: РАО «ЕЭС России», 2000 г – 138 с.

61 Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9). [Электронный ресурс] // ПАО «РусГидро» – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/ef5/Otchetnost-RSBU-2017-i-AZ.PDF>

62 Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. Санкт – Петербург: «Наука», 1996 г – 307 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ А

Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

Таблица А.1 – Сработка – наполнение водохранилища февраль

| Февраль | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|---------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | | | |
| 7 | 120 | 5 | 1 | 114 | 105 | 219 | 0 | 220 | 40 | 0,4700 | 0,00038 | 0,4696 | 140,00 | 139,99 | 139,99 | 103,72 | 36,08 | 68 |
| 8 | 120 | 5 | 1 | 114 | 196 | 310 | 0 | 311 | 40 | 0,4696 | 0,00071 | 0,4689 | 139,99 | 139,96 | 139,97 | 104,20 | 35,57 | 95 |
| 9 | 120 | 5 | 1 | 114 | 181 | 295 | 0 | 296 | 40 | 0,4689 | 0,00065 | 0,4683 | 139,96 | 139,93 | 139,95 | 104,12 | 35,62 | 90 |
| 10 | 120 | 5 | 1 | 114 | 93 | 207 | 0 | 208 | 40 | 0,4683 | 0,00033 | 0,4679 | 139,93 | 139,92 | 139,93 | 103,65 | 36,08 | 64 |
| 11 | 120 | 5 | 1 | 114 | -5 | 109 | 0 | 110 | 40 | 0,4679 | -0,00002 | 0,4679 | 139,92 | 139,92 | 139,92 | 103,00 | 36,72 | 34 |
| 12 | 120 | 5 | 1 | 114 | -73 | 41 | 0 | 42 | 40 | 0,4679 | -0,00026 | 0,4682 | 139,92 | 139,93 | 139,93 | 102,43 | 37,30 | 13 |
| 13 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4682 | -0,00027 | 0,4685 | 139,93 | 139,94 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 14 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4685 | -0,00027 | 0,4688 | 139,94 | 139,95 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 15 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4688 | -0,00027 | 0,4690 | 139,95 | 139,96 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 16 | 120 | 5 | 1 | 114 | 78 | 192 | 0 | 193 | 40 | 0,4690 | 0,00028 | 0,4687 | 139,96 | 139,95 | 139,96 | 103,56 | 36,20 | 60 |
| 17 | 120 | 5 | 1 | 114 | 197 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4687 | 0,00071 | 0,4680 | 139,95 | 139,93 | 139,94 | 104,20 | 35,54 | 95 |
| 18 | 120 | 5 | 1 | 114 | 197 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4680 | 0,00071 | 0,4673 | 139,93 | 139,90 | 139,91 | 104,20 | 35,51 | 95 |
| 19 | 120 | 5 | 1 | 114 | 81 | 195 | 0 | 196 | 40 | 0,4673 | 0,00029 | 0,4670 | 139,90 | 139,89 | 139,89 | 103,57 | 36,12 | 61 |
| 20 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4670 | -0,00027 | 0,4673 | 139,89 | 139,90 | 139,89 | 102,41 | 37,28 | 13 сан |
| 21 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4673 | -0,00027 | 0,4676 | 139,90 | 139,91 | 139,90 | 102,41 | 37,29 | 13 сан |
| 22 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4676 | -0,00027 | 0,4678 | 139,91 | 139,92 | 139,91 | 102,41 | 37,30 | 13 сан |
| 23 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4678 | -0,00027 | 0,4681 | 139,92 | 139,93 | 139,92 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 0 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4681 | -0,00027 | 0,4684 | 139,93 | 139,94 | 139,93 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 1 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4684 | -0,00027 | 0,4687 | 139,94 | 139,95 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 2 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4687 | -0,00027 | 0,4689 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 3 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4689 | -0,00027 | 0,4692 | 139,96 | 139,97 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 4 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4692 | -0,00027 | 0,4695 | 139,97 | 139,98 | 139,98 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 5 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4695 | -0,00027 | 0,4697 | 139,98 | 139,99 | 139,99 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 120 | 5 | 1 | 114 | -75 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4697 | -0,00027 | 0,4700 | 139,99 | 140,00 | 140,00 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка – наполнение водохранилища март

| Март | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 126 | 6 | 1 | 119 | 70 | 189 | 0 | 190 | 40 | 0,4700 | 0,00025 | 0,4697 | 140,00 | 139,99 | 140,00 | 103,54 | 36,26 | 59 |
| 8 | 126 | 6 | 1 | 119 | 131 | 250 | 0 | 251 | 40 | 0,4697 | 0,00047 | 0,4693 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 103,89 | 35,89 | 77 |
| 9 | 126 | 6 | 1 | 119 | 130 | 249 | 0 | 250 | 40 | 0,4693 | 0,00047 | 0,4688 | 139,97 | 139,96 | 139,96 | 103,88 | 35,88 | 77 |
| 10 | 126 | 6 | 1 | 119 | 90 | 209 | 0 | 210 | 40 | 0,4688 | 0,00032 | 0,4685 | 139,96 | 139,94 | 139,95 | 103,66 | 36,09 | 65 |
| 11 | 126 | 6 | 1 | 119 | 6 | 125 | 0 | 126 | 40 | 0,4685 | 0,00002 | 0,4685 | 139,94 | 139,94 | 139,94 | 103,12 | 36,63 | 39 |
| 12 | 126 | 6 | 1 | 119 | -36 | 83 | 0 | 84 | 40 | 0,4685 | -0,00013 | 0,4686 | 139,94 | 139,95 | 139,94 | 102,80 | 36,95 | 26 |
| 13 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4686 | -0,00029 | 0,4689 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 14 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4689 | -0,00029 | 0,4692 | 139,96 | 139,97 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 15 | 126 | 6 | 1 | 119 | -67 | 52 | 0 | 53 | 40 | 0,4692 | -0,00024 | 0,4694 | 139,97 | 139,98 | 139,97 | 102,53 | 37,24 | 17 |
| 16 | 126 | 6 | 1 | 119 | -30 | 89 | 0 | 90 | 40 | 0,4694 | -0,00011 | 0,4695 | 139,98 | 139,98 | 139,98 | 102,85 | 36,93 | 28 |
| 17 | 126 | 6 | 1 | 119 | 137 | 256 | 0 | 257 | 40 | 0,4695 | 0,00049 | 0,4690 | 139,98 | 139,96 | 139,97 | 103,92 | 35,85 | 79 |
| 18 | 126 | 6 | 1 | 119 | 192 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4690 | 0,00069 | 0,4683 | 139,96 | 139,94 | 139,95 | 104,20 | 35,55 | 95 |
| 19 | 126 | 6 | 1 | 119 | 192 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4683 | 0,00069 | 0,4676 | 139,94 | 139,91 | 139,92 | 104,20 | 35,52 | 95 |
| 20 | 126 | 6 | 1 | 119 | 145 | 264 | 0 | 265 | 40 | 0,4676 | 0,00052 | 0,4671 | 139,91 | 139,89 | 139,90 | 103,96 | 35,74 | 81 |
| 21 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4671 | -0,00029 | 0,4674 | 139,89 | 139,90 | 139,90 | 102,41 | 37,29 | 13 сан |
| 22 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4674 | -0,00029 | 0,4677 | 139,90 | 139,91 | 139,91 | 102,41 | 37,30 | 13 сан |
| 23 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4677 | -0,00029 | 0,4680 | 139,91 | 139,92 | 139,92 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 0 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4680 | -0,00029 | 0,4683 | 139,92 | 139,94 | 139,93 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 1 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4683 | -0,00029 | 0,4686 | 139,94 | 139,95 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 2 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4686 | -0,00029 | 0,4688 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 3 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4688 | -0,00029 | 0,4691 | 139,96 | 139,97 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 4 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4691 | -0,00029 | 0,4694 | 139,97 | 139,98 | 139,97 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 5 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4694 | -0,00029 | 0,4697 | 139,98 | 139,99 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 126 | 6 | 1 | 119 | -80 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4697 | -0,00029 | 0,4700 | 139,99 | 140,00 | 140,00 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Сработка – наполнение водохранилища апрель

| Апрель | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|--------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|------|--------|------------|--------|--------|------------|-------|------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 8 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 9 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 10 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 11 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 12 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 13 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 14 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 15 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 16 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 17 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 18 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 19 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 20 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 21 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 22 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 23 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 0 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 1 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 2 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 3 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 4 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 5 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |
| 6 | 671 | 17 | 1 | 653 | 0 | 318 | 335 | 654 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,04 | 34,76 | 95 |

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка – наполнение водохранилища май

| Май | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|-----|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|------|
| | Qбыг | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 8 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 9 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 10 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 11 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 12 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 13 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 14 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 15 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 16 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 17 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 18 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 19 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 20 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 21 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 22 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 23 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 0 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 1 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 2 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 3 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 4 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 5 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |
| 6 | 939 | 23 | 1 | 915 | 0 | 324 | 591 | 916 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 105,73 | 34,07 | 95 |

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Сработка – наполнение водохранилища июнь

| Июнь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 8 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 9 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 10 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 11 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 12 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 13 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 14 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 15 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 16 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 17 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 18 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 19 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 20 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 21 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 22 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 23 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 0 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 1 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 2 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 3 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 4 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 5 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |
| 6 | 601 | 36 | 1 | 564 | 0 | 315 | 249 | 565 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,76 | 35,04 | 95 |

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Сработка – наполнение водохранилища июль

| Июль | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 8 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 9 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 10 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 11 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 12 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 13 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 14 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 15 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 16 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 17 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 18 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 19 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 20 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 21 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 22 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 23 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 0 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 1 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 2 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 3 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 4 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 5 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |
| 6 | 549 | 33 | 1 | 515 | 0 | 314 | 201 | 516 | 40 | 0,4700 | 0,00 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 104,60 | 35,20 | 95 |

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Сработка – наполнение водохранилища август

| Август | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|--------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|----------|------------|--------|--------|---------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | | | |
| 7 | 207 | 10 | 1 | 196 | 111 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,47 | 0,0004 | 0,4696 | 140,00 | 139,99 | 139,99 | 103,81 | 35,98 | 95 |
| 8 | 207 | 10 | 1 | 196 | 111 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,4696 | 0,0004 | 0,469201 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 103,81 | 35,97 | 95 |
| 9 | 207 | 10 | 1 | 196 | 111 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,4692 | 0,0004 | 0,468801 | 139,97 | 139,96 | 139,96 | 103,81 | 35,95 | 95 |
| 10 | 207 | 10 | 1 | 196 | 111 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,4688 | 0,0004 | 0,468402 | 139,96 | 139,94 | 139,95 | 103,81 | 35,94 | 95 |
| 11 | 207 | 10 | 1 | 196 | 111 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,4684 | 0,0004 | 0,468002 | 139,94 | 139,92 | 139,93 | 103,81 | 35,92 | 95 |
| 12 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4680 | 0,000403 | 0,467599 | 139,92 | 139,91 | 139,92 | 103,81 | 35,90 | 95 |
| 13 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4676 | 0,000403 | 0,467196 | 139,91 | 139,89 | 139,90 | 103,81 | 35,89 | 95 |
| 14 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4672 | 0,000403 | 0,466792 | 139,89 | 139,88 | 139,89 | 103,81 | 35,87 | 95 |
| 15 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4668 | 0,000403 | 0,466389 | 139,88 | 139,86 | 139,87 | 103,81 | 35,86 | 95 |
| 16 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4664 | 0,000403 | 0,465986 | 139,86 | 139,85 | 139,86 | 103,81 | 35,84 | 95 |
| 17 | 207 | 10 | 1 | 196 | 71 | 267 | 0 | 268 | 40 | 0,4660 | 0,000256 | 0,46573 | 139,85 | 139,84 | 139,84 | 103,63 | 36,01 | 83 |
| 18 | 207 | 10 | 1 | 196 | 62 | 258 | 0 | 259 | 40 | 0,4657 | 0,000223 | 0,465507 | 139,84 | 139,83 | 139,83 | 103,59 | 36,04 | 80 |
| 19 | 207 | 10 | 1 | 196 | 112 | 308 | 0 | 309 | 40 | 0,4655 | 0,000403 | 0,465104 | 139,83 | 139,81 | 139,82 | 103,81 | 35,81 | 95 |
| 20 | 207 | 10 | 1 | 196 | 113 | 309 | 0 | 310 | 40 | 0,4651 | 0,000407 | 0,464697 | 139,81 | 139,80 | 139,81 | 103,82 | 35,79 | 95 |
| 21 | 207 | 10 | 1 | 196 | -60 | 136 | 0 | 137 | 40 | 0,4647 | -0,00022 | 0,464913 | 139,80 | 139,81 | 139,80 | 102,97 | 36,64 | 43 |
| 22 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4649 | -0,00057 | 0,4655 | 139,81 | 139,83 | 139,82 | 102,32 | 37,30 | 13 сан |
| 23 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4655 | -0,00057 | 0,4660 | 139,83 | 139,85 | 139,84 | 102,32 | 37,32 | 13 сан |
| 0 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4660 | -0,00057 | 0,4666 | 139,85 | 139,87 | 139,86 | 102,32 | 37,34 | 13 сан |
| 1 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4666 | -0,00057 | 0,4672 | 139,87 | 139,89 | 139,88 | 102,32 | 37,36 | 13 сан |
| 2 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4672 | -0,00057 | 0,4677 | 139,89 | 139,91 | 139,90 | 102,32 | 37,38 | 13 сан |
| 3 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4677 | -0,00057 | 0,4683 | 139,91 | 139,94 | 139,93 | 102,32 | 37,40 | 13 сан |
| 4 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4683 | -0,00057 | 0,4689 | 139,94 | 139,96 | 139,95 | 102,32 | 37,42 | 13 сан |
| 5 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4689 | -0,00057 | 0,4694 | 139,96 | 139,98 | 139,97 | 102,32 | 37,45 | 13 сан |
| 6 | 207 | 10 | 1 | 196 | -157 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4694 | -0,00057 | 0,4700 | 139,98 | 140,00 | 139,99 | 102,32 | 37,47 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Сработка – наполнение водохранилища сентябрь

| Сентябрь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|----------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 7 | 173 | 7 | 1 | 165 | 60 | 225 | 0 | 226 | 40 | 0,4700 | 0,00022 | 0,4698 | 140,00 | 139,99 | 140,00 | 103,50 | 36,30 | 70 |
| 8 | 173 | 7 | 1 | 165 | 144 | 309 | 0 | 310 | 40 | 0,4698 | 0,00052 | 0,4693 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 104,04 | 35,75 | 95 |
| 9 | 173 | 7 | 1 | 165 | 144 | 309 | 0 | 310 | 40 | 0,4693 | 0,00052 | 0,4687 | 139,97 | 139,95 | 139,96 | 104,04 | 35,73 | 95 |
| 10 | 173 | 7 | 1 | 165 | 144 | 309 | 0 | 310 | 40 | 0,4687 | 0,00052 | 0,4682 | 139,95 | 139,93 | 139,94 | 104,04 | 35,71 | 95 |
| 11 | 173 | 7 | 1 | 165 | 139 | 304 | 0 | 305 | 40 | 0,4682 | 0,00050 | 0,4677 | 139,93 | 139,91 | 139,92 | 104,00 | 35,72 | 93 |
| 12 | 173 | 7 | 1 | 165 | 31 | 196 | 0 | 197 | 40 | 0,4677 | 0,00011 | 0,4676 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 103,33 | 36,38 | 61 |
| 13 | 173 | 7 | 1 | 165 | 2 | 167 | 0 | 168 | 40 | 0,4676 | 0,00001 | 0,4676 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 103,16 | 36,55 | 52 |
| 14 | 173 | 7 | 1 | 165 | 4 | 169 | 0 | 170 | 40 | 0,4676 | 0,00001 | 0,4676 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 103,17 | 36,54 | 53 |
| 15 | 173 | 7 | 1 | 165 | -6 | 159 | 0 | 160 | 40 | 0,4676 | -0,00002 | 0,4676 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 103,11 | 36,60 | 50 |
| 16 | 173 | 7 | 1 | 165 | 36 | 201 | 0 | 202 | 40 | 0,4676 | 0,00013 | 0,4675 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 103,36 | 36,35 | 63 |
| 17 | 173 | 7 | 1 | 165 | 145 | 310 | 0 | 311 | 40 | 0,4675 | 0,00052 | 0,4670 | 139,91 | 139,89 | 139,90 | 104,04 | 35,65 | 95 |
| 18 | 173 | 7 | 1 | 165 | 145 | 310 | 0 | 311 | 40 | 0,4670 | 0,00052 | 0,4664 | 139,89 | 139,87 | 139,88 | 104,04 | 35,63 | 95 |
| 19 | 173 | 7 | 1 | 165 | 145 | 310 | 0 | 311 | 40 | 0,4664 | 0,00052 | 0,4659 | 139,87 | 139,85 | 139,86 | 104,04 | 35,61 | 95 |
| 20 | 173 | 7 | 1 | 165 | 127 | 292 | 0 | 293 | 40 | 0,4659 | 0,00046 | 0,4655 | 139,85 | 139,83 | 139,84 | 103,92 | 35,72 | 90 |
| 21 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4655 | -0,00045 | 0,4659 | 139,83 | 139,85 | 139,84 | 102,32 | 37,31 | 13 сан |
| 22 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4659 | -0,00045 | 0,4664 | 139,85 | 139,86 | 139,85 | 102,32 | 37,33 | 13 сан |
| 23 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4664 | -0,00045 | 0,4668 | 139,86 | 139,88 | 139,87 | 102,32 | 37,35 | 13 сан |
| 0 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4668 | -0,00045 | 0,4673 | 139,88 | 139,90 | 139,89 | 102,32 | 37,37 | 13 сан |
| 1 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4673 | -0,00045 | 0,4677 | 139,90 | 139,91 | 139,91 | 102,32 | 37,38 | 13 сан |
| 2 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4677 | -0,00045 | 0,4682 | 139,91 | 139,93 | 139,92 | 102,32 | 37,40 | 13 сан |
| 3 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4682 | -0,00045 | 0,4686 | 139,93 | 139,95 | 139,94 | 102,32 | 37,42 | 13 сан |
| 4 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4686 | -0,00045 | 0,4691 | 139,95 | 139,97 | 139,96 | 102,32 | 37,44 | 13 сан |
| 5 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4691 | -0,00045 | 0,4695 | 139,97 | 139,98 | 139,97 | 102,32 | 37,45 | 13 сан |
| 6 | 173 | 7 | 1 | 165 | -126 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4695 | -0,00045 | 0,4700 | 139,98 | 140,00 | 139,99 | 102,32 | 37,47 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.9 – Сработка – наполнение водохранилища октябрь

| Октябрь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|---------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|--------|
| | Qбыг | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | | | |
| 7 | 156 | 16 | 1 | 139 | 55 | 194 | 0 | 195 | 40 | 0,4700 | 0,00020 | 0,4698 | 140,00 | 139,99 | 140,00 | 103,57 | 36,23 | 60 |
| 8 | 156 | 16 | 1 | 139 | 153 | 292 | 0 | 293 | 40 | 0,4698 | 0,00055 | 0,4693 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 104,11 | 35,67 | 90 |
| 9 | 156 | 16 | 1 | 139 | 154 | 293 | 0 | 294 | 40 | 0,4693 | 0,00055 | 0,4687 | 139,97 | 139,95 | 139,96 | 104,11 | 35,65 | 90 |
| 10 | 156 | 16 | 1 | 139 | 28 | 167 | 0 | 168 | 40 | 0,4687 | 0,00010 | 0,4686 | 139,95 | 139,95 | 139,95 | 103,40 | 36,35 | 52 |
| 11 | 156 | 16 | 1 | 139 | 9 | 148 | 0 | 149 | 40 | 0,4686 | 0,00003 | 0,4686 | 139,95 | 139,95 | 139,95 | 103,28 | 36,47 | 46 |
| 12 | 156 | 16 | 1 | 139 | -18 | 121 | 0 | 122 | 40 | 0,4686 | -0,00006 | 0,4686 | 139,95 | 139,95 | 139,95 | 103,09 | 36,66 | 38 |
| 13 | 156 | 16 | 1 | 139 | -48 | 91 | 0 | 92 | 40 | 0,4686 | -0,00017 | 0,4688 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,86 | 36,89 | 29 |
| 14 | 156 | 16 | 1 | 139 | -7 | 132 | 0 | 133 | 40 | 0,4688 | -0,00003 | 0,4688 | 139,96 | 139,96 | 139,96 | 103,17 | 36,59 | 42 |
| 15 | 156 | 16 | 1 | 139 | 62 | 201 | 0 | 202 | 40 | 0,4688 | 0,00022 | 0,4686 | 139,96 | 139,95 | 139,95 | 103,61 | 36,14 | 62 |
| 16 | 156 | 16 | 1 | 139 | 136 | 275 | 0 | 276 | 40 | 0,4686 | 0,00049 | 0,4681 | 139,95 | 139,93 | 139,94 | 104,02 | 35,72 | 84 |
| 17 | 156 | 16 | 1 | 139 | 172 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4681 | 0,00062 | 0,4675 | 139,93 | 139,91 | 139,92 | 104,20 | 35,51 | 95 |
| 18 | 156 | 16 | 1 | 139 | 172 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4675 | 0,00062 | 0,4669 | 139,91 | 139,88 | 139,89 | 104,20 | 35,49 | 95 |
| 19 | 156 | 16 | 1 | 139 | 172 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4669 | 0,00062 | 0,4663 | 139,88 | 139,86 | 139,87 | 104,20 | 35,47 | 95 |
| 20 | 156 | 16 | 1 | 139 | -40 | 99 | 0 | 100 | 40 | 0,4663 | -0,00014 | 0,4664 | 139,86 | 139,86 | 139,86 | 102,92 | 36,74 | 31 |
| 21 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4664 | -0,00036 | 0,4668 | 139,86 | 139,88 | 139,87 | 102,41 | 37,26 | 13 сан |
| 22 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4668 | -0,00036 | 0,4671 | 139,88 | 139,89 | 139,88 | 102,41 | 37,27 | 13 сан |
| 23 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4671 | -0,00036 | 0,4675 | 139,89 | 139,90 | 139,90 | 102,41 | 37,29 | 13 сан |
| 0 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4675 | -0,00036 | 0,4678 | 139,90 | 139,92 | 139,91 | 102,41 | 37,30 | 13 сан |
| 1 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4678 | -0,00036 | 0,4682 | 139,92 | 139,93 | 139,93 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 2 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4682 | -0,00036 | 0,4686 | 139,93 | 139,95 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 3 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4686 | -0,00036 | 0,4689 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 4 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4689 | -0,00036 | 0,4693 | 139,96 | 139,97 | 139,97 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 5 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4693 | -0,00036 | 0,4696 | 139,97 | 139,99 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 156 | 16 | 1 | 139 | -100 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4696 | -0,00036 | 0,4700 | 139,99 | 140,00 | 139,99 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Сработка – наполнение водохранилища ноябрь

| Ноябрь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|--------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|----------|--------|------------|--------|--------|---------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | | | |
| 7 | 147 | 10 | 1 | 136 | 46 | 182 | 0 | 183 | 40 | 0,4700 | 0,00017 | 0,4698 | 140,00 | 139,99 | 140,00 | 103,49 | 36,30 | 57 |
| 8 | 147 | 10 | 1 | 136 | 171 | 307 | 0 | 308 | 40 | 0,4698 | 0,00062 | 0,4692 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 104,18 | 35,60 | 94 |
| 9 | 147 | 10 | 1 | 136 | 115 | 251 | 0 | 252 | 40 | 0,4692 | 0,00041 | 0,4688 | 139,97 | 139,96 | 139,96 | 103,89 | 35,87 | 77 |
| 10 | 147 | 10 | 1 | 136 | 43 | 179 | 0 | 180 | 40 | 0,4688 | 0,00015 | 0,4687 | 139,96 | 139,95 | 139,95 | 103,48 | 36,28 | 56 |
| 11 | 147 | 10 | 1 | 136 | -8 | 128 | 0 | 129 | 40 | 0,4687 | -0,00003 | 0,4687 | 139,95 | 139,95 | 139,95 | 103,14 | 36,61 | 40 |
| 12 | 147 | 10 | 1 | 136 | -18 | 118 | 0 | 119 | 40 | 0,4687 | -0,00006 | 0,4687 | 139,95 | 139,95 | 139,95 | 103,07 | 36,69 | 37 |
| 13 | 147 | 10 | 1 | 136 | -16 | 120 | 0 | 121 | 40 | 0,4687 | -0,00006 | 0,4688 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 103,08 | 36,67 | 38 |
| 14 | 147 | 10 | 1 | 136 | 35 | 171 | 0 | 172 | 40 | 0,4688 | 0,00013 | 0,4687 | 139,96 | 139,95 | 139,95 | 103,43 | 36,33 | 53 |
| 15 | 147 | 10 | 1 | 136 | 175 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4687 | 0,00063 | 0,4680 | 139,95 | 139,93 | 139,94 | 104,20 | 35,53 | 95 |
| 16 | 147 | 10 | 1 | 136 | 175 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4680 | 0,00063 | 0,4674 | 139,93 | 139,90 | 139,91 | 104,20 | 35,51 | 95 |
| 17 | 147 | 10 | 1 | 136 | 175 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4674 | 0,00063 | 0,4668 | 139,90 | 139,88 | 139,89 | 104,20 | 35,49 | 95 |
| 18 | 147 | 10 | 1 | 136 | 175 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4668 | 0,00063 | 0,4662 | 139,88 | 139,85 | 139,87 | 104,20 | 35,46 | 95 |
| 19 | 147 | 10 | 1 | 136 | -1 | 135 | 0 | 136 | 40 | 0,4662 | 0,00000 | 0,4662 | 139,85 | 139,85 | 139,85 | 103,19 | 36,47 | 42 |
| 20 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4662 | -0,00035 | 0,4665 | 139,85 | 139,87 | 139,86 | 102,41 | 37,25 | 12 сан |
| 21 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4665 | -0,00035 | 0,4669 | 139,87 | 139,88 | 139,87 | 102,41 | 37,26 | 12 сан |
| 22 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4669 | -0,00035 | 0,4672 | 139,88 | 139,89 | 139,89 | 102,41 | 37,28 | 13 сан |
| 23 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4672 | -0,00035 | 0,4676 | 139,89 | 139,91 | 139,90 | 102,41 | 37,29 | 13 сан |
| 0 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4676 | -0,00035 | 0,4679 | 139,91 | 139,92 | 139,91 | 102,41 | 37,30 | 13 сан |
| 1 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4679 | -0,00035 | 0,4683 | 139,92 | 139,93 | 139,93 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 2 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4683 | -0,00035 | 0,4686 | 139,93 | 139,95 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 3 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4686 | -0,00035 | 0,4690 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 4 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4690 | -0,00035 | 0,4693 | 139,96 | 139,97 | 139,97 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 5 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4693 | -0,00035 | 0,4697 | 139,97 | 139,99 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 147 | 10 | 1 | 136 | -97 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4697 | -0,00035 | 0,4700 | 139,99 | 140,00 | 139,99 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |

Продолжение приложения А

Таблица А.11 – Сработка – наполнение водохранилища декабрь

| Декабрь | Расходы | | | | | | | | | Объемы | | | Отметки ВБ | | | Отметки НБ | Н | Нгэс |
|---------|---------|--------|----|--------|-------|------|------|-----|------|--------|------------|--------|------------|--------|--------|------------|-------|--------|
| | Qбыт | Qпотер | Qф | Qполез | Qвдхр | Qгэс | Qхсб | Qнб | Qсан | Vн | ΔV | Vк | Zн | Zк | Zср | Zнб | | |
| 8 | 100 | 5 | 1 | 94 | 103 | 197 | 0 | 198 | 40 | 0,4700 | 0,00037080 | 0,4696 | 140,00 | 139,99 | 139,99 | 103,59 | 36,21 | 61 |
| 9 | 100 | 5 | 1 | 94 | 96 | 190 | 0 | 191 | 40 | 0,4696 | 0,0003456 | 0,4693 | 139,99 | 139,97 | 139,98 | 103,54 | 36,24 | 59 |
| 10 | 100 | 5 | 1 | 94 | 1 | 95 | 0 | 96 | 40 | 0,4693 | 0,0000036 | 0,4693 | 139,97 | 139,97 | 139,97 | 102,89 | 36,88 | 30 |
| 11 | 100 | 5 | 1 | 94 | -23 | 71 | 0 | 72 | 40 | 0,4693 | -0,0000828 | 0,4694 | 139,97 | 139,98 | 139,97 | 102,70 | 37,08 | 23 |
| 12 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4694 | -0,0001980 | 0,4696 | 139,98 | 139,98 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 13 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4696 | -0,0001980 | 0,4698 | 139,98 | 139,99 | 139,99 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |
| 14 | 100 | 5 | 1 | 94 | -21 | 73 | 0 | 74 | 40 | 0,4698 | -0,0000756 | 0,4698 | 139,99 | 139,99 | 139,99 | 102,71 | 37,08 | 23 |
| 15 | 100 | 5 | 1 | 94 | 111 | 205 | 0 | 206 | 40 | 0,4698 | 0,0003996 | 0,4694 | 139,99 | 139,98 | 139,99 | 103,63 | 36,15 | 64 |
| 16 | 100 | 5 | 1 | 94 | 217 | 311 | 0 | 312 | 40 | 0,4694 | 0,0007812 | 0,4687 | 139,98 | 139,95 | 139,96 | 104,20 | 35,56 | 95 |
| 17 | 100 | 5 | 1 | 94 | 192 | 286 | 0 | 287 | 40 | 0,4687 | 0,0006912 | 0,4680 | 139,95 | 139,92 | 139,94 | 104,08 | 35,66 | 88 |
| 18 | 100 | 5 | 1 | 94 | 102 | 196 | 0 | 197 | 40 | 0,4680 | 0,0003672 | 0,4676 | 139,92 | 139,91 | 139,92 | 103,58 | 36,14 | 61 |
| 19 | 100 | 5 | 1 | 94 | -27 | 67 | 0 | 68 | 40 | 0,4676 | -0,0000972 | 0,4677 | 139,91 | 139,91 | 139,91 | 102,66 | 37,05 | 21 |
| 20 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4677 | -0,0001980 | 0,4679 | 139,91 | 139,92 | 139,92 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 21 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4679 | -0,0001980 | 0,4681 | 139,92 | 139,93 | 139,92 | 102,41 | 37,31 | 13 сан |
| 22 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4681 | -0,0001980 | 0,4683 | 139,93 | 139,94 | 139,93 | 102,41 | 37,32 | 13 сан |
| 23 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4683 | -0,0001980 | 0,4685 | 139,94 | 139,94 | 139,94 | 102,41 | 37,33 | 13 сан |
| 0 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4685 | -0,0001980 | 0,4687 | 139,94 | 139,95 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 1 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4687 | -0,0001980 | 0,4689 | 139,95 | 139,96 | 139,95 | 102,41 | 37,34 | 13 сан |
| 2 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4689 | -0,0001980 | 0,4691 | 139,96 | 139,97 | 139,96 | 102,41 | 37,35 | 13 сан |
| 3 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4691 | -0,0001980 | 0,4693 | 139,97 | 139,97 | 139,97 | 102,41 | 37,36 | 13 сан |
| 4 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4693 | -0,0001980 | 0,4695 | 139,97 | 139,98 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 5 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4695 | -0,0001980 | 0,4697 | 139,98 | 139,99 | 139,98 | 102,41 | 37,37 | 13 сан |
| 6 | 100 | 5 | 1 | 94 | -55 | 39 | 0 | 40 | 40 | 0,4697 | -0,0001980 | 0,4699 | 139,99 | 140,00 | 139,99 | 102,41 | 37,38 | 13 сан |
| 7 | 100 | 5 | 1 | 94 | -36 | 58 | 0 | 59 | 40 | 0,4699 | -0,0001296 | 0,4700 | 140,00 | 140,00 | 140,00 | 102,59 | 37,21 | 19 |

Продолжение приложения А

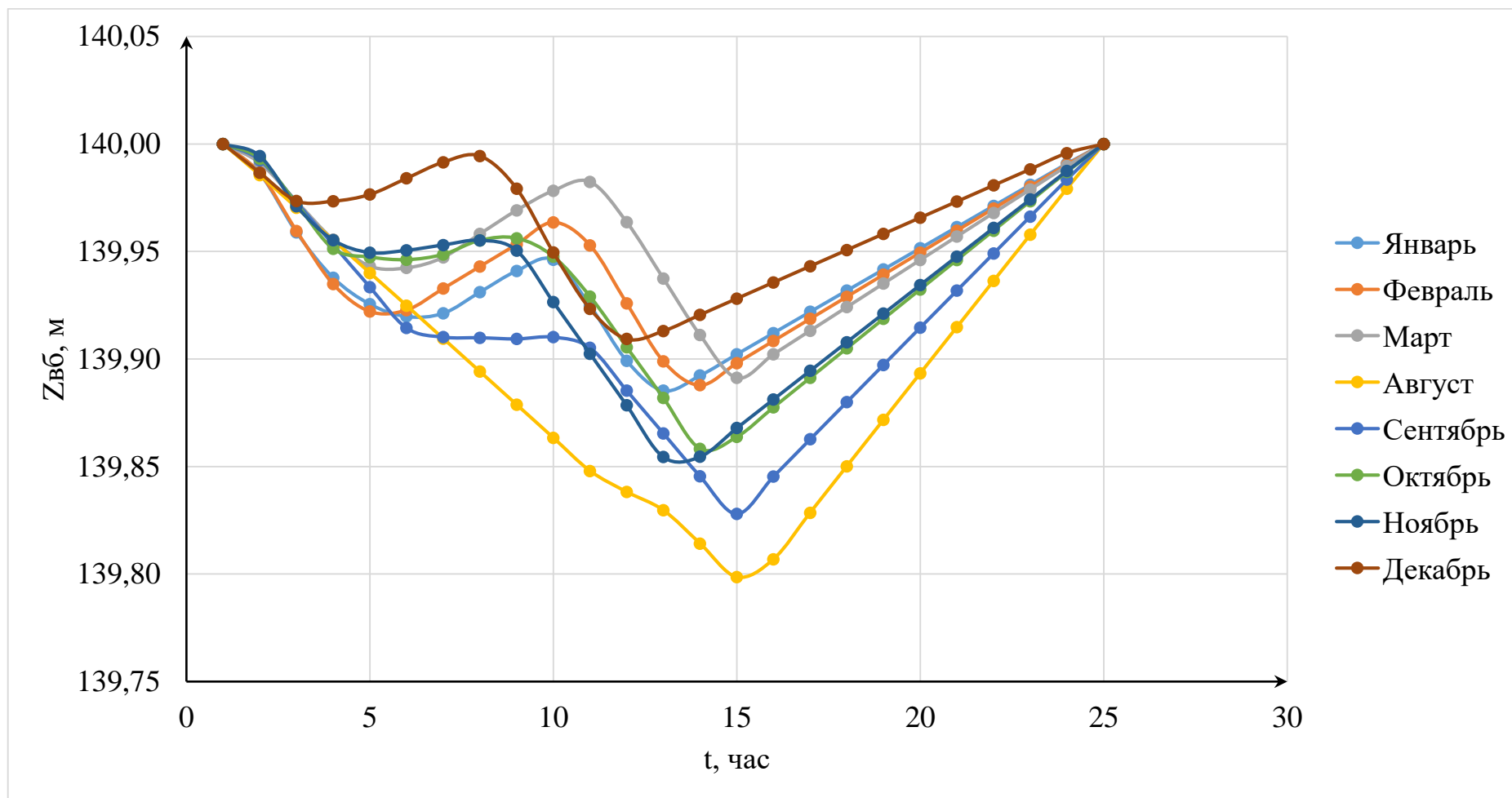


Рисунок А.1 – Итоговый график изменения отметки водохранилища от времени за все месяца

Продолжение приложения А

Таблица А.12 – ИКН февраль ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 425 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 3209 | 3653 | 20 | 1 | 0,02 | 20 | 0,02 |
| 1:00:00 | 3197 | 3633 | 10 | 2 | 0,02 | 30 | 0,04 |
| 2:00:00 | 3190 | 3623 | 6 | 3 | 0,018 | 36 | 0,058 |
| 3:00:00 | 3198 | 3617 | 22 | 4 | 0,088 | 58 | 0,146 |
| 4:00:00 | 3264 | 3595 | 4 | 5 | 0,02 | 62 | 0,166 |
| 5:00:00 | 3382 | 3591 | 4 | 6 | 0,024 | 66 | 0,19 |
| 6:00:00 | 3508 | 3587 | 0 | 7 | 0 | 66 | 0,19 |
| 7:00:00 | 3595 | 3587 | 26 | 8 | 0,208 | 92 | 0,398 |
| 8:00:00 | 3623 | 3561 | 21 | 9 | 0,189 | 113 | 0,587 |
| 9:00:00 | 3617 | 3540 | 2 | 10 | 0,02 | 115 | 0,607 |
| 10:00:00 | 3591 | 3538 | 2 | 11 | 0,022 | 117 | 0,629 |
| 11:00:00 | 3561 | 3536 | 2 | 12 | 0,024 | 119 | 0,653 |
| 12:00:00 | 3540 | 3534 | 13 | 13 | 0,169 | 132 | 0,822 |
| 13:00:00 | 3534 | 3521 | 13 | 14 | 0,182 | 145 | 1,004 |
| 14:00:00 | 3538 | 3508 | 79 | 15 | 1,185 | 224 | 2,189 |
| 15:00:00 | 3536 | 3429 | 47 | 16 | 0,752 | 271 | 2,941 |
| 16:00:00 | 3587 | 3382 | 66 | 17 | 1,122 | 337 | 4,063 |
| 17:00:00 | 3653 | 3316 | 52 | 18 | 0,936 | 389 | 4,999 |
| 18:00:00 | 3633 | 3264 | 8 | 19 | 0,152 | 397 | 5,151 |
| 19:00:00 | 3587 | 3256 | 47 | 20 | 0,94 | 444 | 6,091 |
| 20:00:00 | 3521 | 3209 | 11 | 21 | 0,231 | 455 | 6,322 |
| 21:00:00 | 3429 | 3198 | 1 | 22 | 0,022 | 456 | 6,344 |
| 22:00:00 | 3316 | 3197 | 7 | 23 | 0,161 | 463 | 6,505 |
| 23:00:00 | 3256 | 3190 | 3190 | 24 | 76,56 | 3653 | 83,065 |

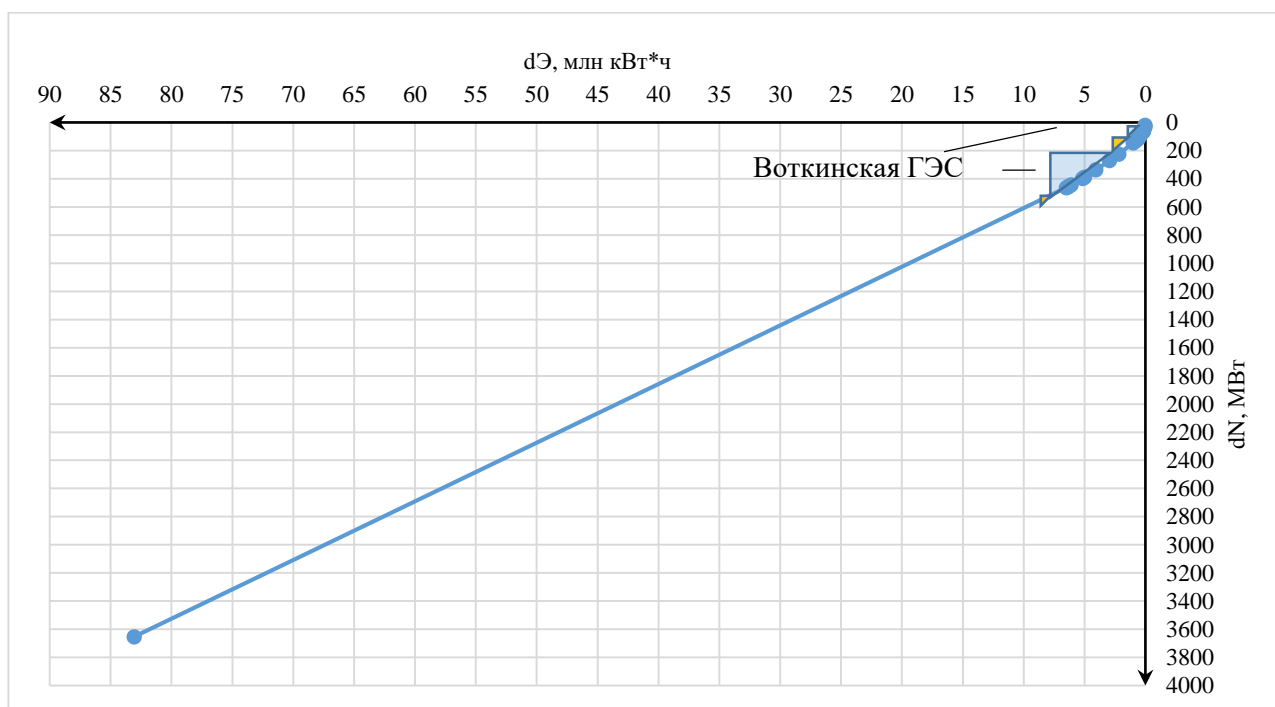


Рисунок А.2 – ИКН февраль

Продолжение приложения А

Таблица А.13 – ИКН март ($N_{\text{раб. сущ. ГЭС}}=410 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|-------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 3054 | 3445 | 1 | 1 | 0,001 | 1 | 0,001 |
| 1:00:00 | 3031 | 3444 | 49 | 2 | 0,098 | 50 | 0,099 |
| 2:00:00 | 3023 | 3395 | 3 | 3 | 0,009 | 53 | 0,108 |
| 3:00:00 | 3041 | 3392 | 2 | 4 | 0,008 | 55 | 0,116 |
| 4:00:00 | 3087 | 3390 | 0 | 5 | 0 | 55 | 0,116 |
| 5:00:00 | 3191 | 3390 | 12 | 6 | 0,072 | 67 | 0,188 |
| 6:00:00 | 3290 | 3378 | 6 | 7 | 0,042 | 73 | 0,23 |
| 7:00:00 | 3372 | 3372 | 19 | 8 | 0,152 | 92 | 0,382 |
| 8:00:00 | 3390 | 3353 | 11 | 9 | 0,099 | 103 | 0,481 |
| 9:00:00 | 3390 | 3342 | 2 | 10 | 0,02 | 105 | 0,501 |
| 10:00:00 | 3378 | 3340 | 10 | 11 | 0,11 | 115 | 0,611 |
| 11:00:00 | 3353 | 3330 | 8 | 12 | 0,096 | 123 | 0,707 |
| 12:00:00 | 3340 | 3322 | 2 | 13 | 0,026 | 125 | 0,733 |
| 13:00:00 | 3320 | 3320 | 22 | 14 | 0,308 | 147 | 1,041 |
| 14:00:00 | 3322 | 3298 | 8 | 15 | 0,12 | 155 | 1,161 |
| 15:00:00 | 3330 | 3290 | 99 | 16 | 1,584 | 254 | 2,745 |
| 16:00:00 | 3342 | 3191 | 3 | 17 | 0,051 | 257 | 2,796 |
| 17:00:00 | 3392 | 3188 | 84 | 18 | 1,512 | 341 | 4,308 |
| 18:00:00 | 3444 | 3104 | 17 | 19 | 0,323 | 358 | 4,631 |
| 19:00:00 | 3445 | 3087 | 33 | 20 | 0,66 | 391 | 5,291 |
| 20:00:00 | 3395 | 3054 | 13 | 21 | 0,273 | 404 | 5,564 |
| 21:00:00 | 3298 | 3041 | 10 | 22 | 0,22 | 414 | 5,784 |
| 22:00:00 | 3188 | 3031 | 8 | 23 | 0,184 | 422 | 5,968 |
| 23:00:00 | 3104 | 3023 | 3023 | 24 | 72,552 | 3445 | 78,52 |

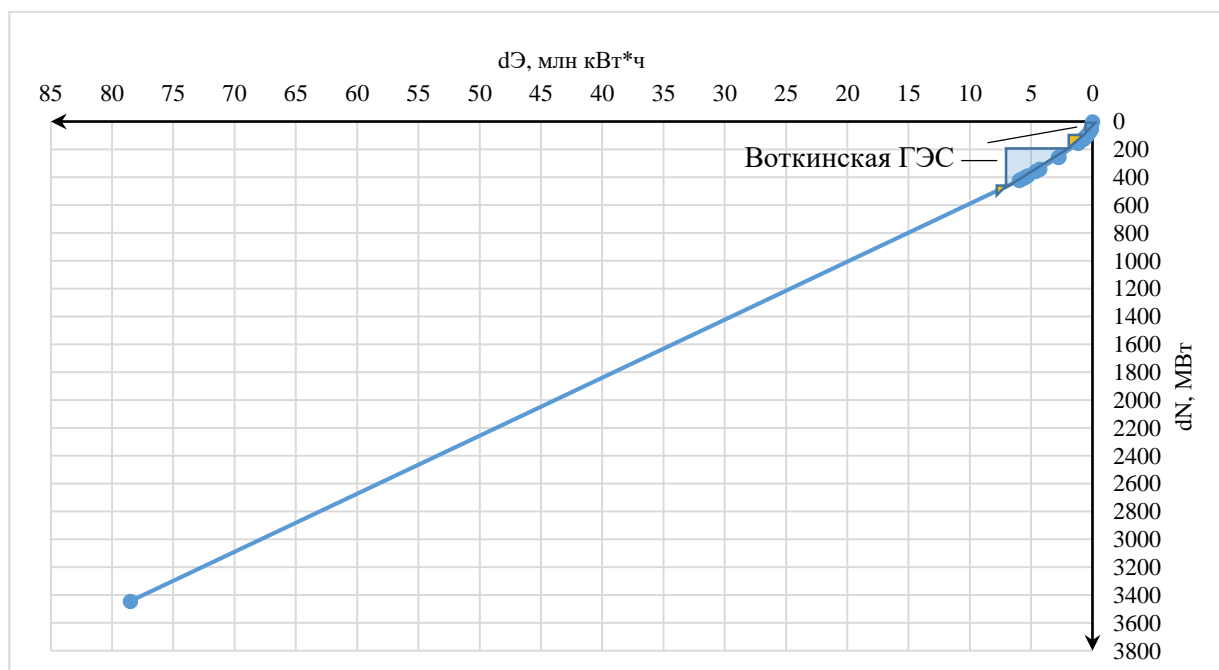


Рисунок А.3 – ИКН март

Продолжение приложения А

Таблица А.14 – ИКН апрель ($N_{\text{раб. сущ. ГЭС}} = 405 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | $кР$, МВт | $кЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2874 | 3218 | 19 | 1 | 0,019 | 19 | 0,019 |
| 1:00:00 | 2864 | 3199 | 5 | 2 | 0,01 | 24 | 0,029 |
| 2:00:00 | 2849 | 3194 | 0 | 3 | 0 | 24 | 0,029 |
| 3:00:00 | 2852 | 3194 | 5 | 4 | 0,02 | 29 | 0,049 |
| 4:00:00 | 2894 | 3189 | 21 | 5 | 0,105 | 50 | 0,154 |
| 5:00:00 | 2959 | 3168 | 6 | 6 | 0,036 | 56 | 0,19 |
| 6:00:00 | 3054 | 3162 | 10 | 7 | 0,07 | 66 | 0,26 |
| 7:00:00 | 3150 | 3152 | 2 | 8 | 0,016 | 68 | 0,276 |
| 8:00:00 | 3199 | 3150 | 10 | 9 | 0,09 | 78 | 0,366 |
| 9:00:00 | 3189 | 3140 | 1 | 10 | 0,01 | 79 | 0,376 |
| 10:00:00 | 3168 | 3139 | 12 | 11 | 0,132 | 91 | 0,508 |
| 11:00:00 | 3152 | 3127 | 1 | 12 | 0,012 | 92 | 0,52 |
| 12:00:00 | 3139 | 3126 | 3 | 13 | 0,039 | 95 | 0,559 |
| 13:00:00 | 3123 | 3123 | 28 | 14 | 0,392 | 123 | 0,951 |
| 14:00:00 | 3126 | 3095 | 41 | 15 | 0,615 | 164 | 1,566 |
| 15:00:00 | 3127 | 3054 | 73 | 16 | 1,168 | 237 | 2,734 |
| 16:00:00 | 3140 | 2981 | 22 | 17 | 0,374 | 259 | 3,108 |
| 17:00:00 | 3162 | 2959 | 44 | 18 | 0,792 | 303 | 3,9 |
| 18:00:00 | 3194 | 2915 | 21 | 19 | 0,399 | 324 | 4,299 |
| 19:00:00 | 3218 | 2894 | 20 | 20 | 0,4 | 344 | 4,699 |
| 20:00:00 | 3194 | 2874 | 10 | 21 | 0,21 | 354 | 4,909 |
| 21:00:00 | 3095 | 2864 | 12 | 22 | 0,264 | 366 | 5,173 |
| 22:00:00 | 2981 | 2852 | 3 | 23 | 0,069 | 369 | 5,242 |
| 23:00:00 | 2915 | 2849 | 2849 | 24 | 68,376 | 3218 | 73,618 |

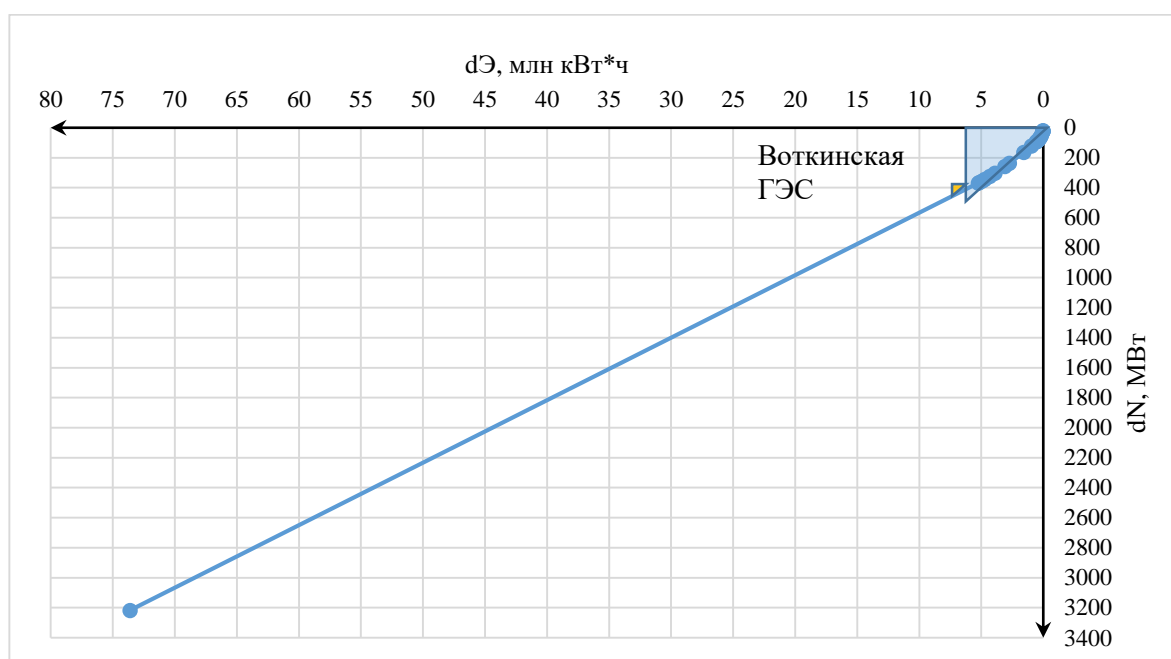


Рисунок А.4 – ИКН апрель

Продолжение приложения А

Таблица А.15 – ИКН май ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 402 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_{i-} , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|----------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2727 | 3043 | 8 | 1 | 0,008 | 8 | 0,008 |
| 1:00:00 | 2710 | 3035 | 4 | 2 | 0,008 | 12 | 0,016 |
| 2:00:00 | 2698 | 3031 | 21 | 3 | 0,063 | 33 | 0,079 |
| 3:00:00 | 2683 | 3010 | 5 | 4 | 0,02 | 38 | 0,099 |
| 4:00:00 | 2735 | 3005 | 15 | 5 | 0,075 | 53 | 0,174 |
| 5:00:00 | 2791 | 2990 | 1 | 6 | 0,006 | 54 | 0,18 |
| 6:00:00 | 2878 | 2989 | 11 | 7 | 0,077 | 65 | 0,257 |
| 7:00:00 | 2989 | 2978 | 3 | 8 | 0,024 | 68 | 0,281 |
| 8:00:00 | 3043 | 2975 | 2 | 9 | 0,018 | 70 | 0,299 |
| 9:00:00 | 3035 | 2973 | 13 | 10 | 0,13 | 83 | 0,429 |
| 10:00:00 | 3010 | 2960 | 4 | 11 | 0,044 | 87 | 0,473 |
| 11:00:00 | 2990 | 2956 | 8 | 12 | 0,096 | 95 | 0,569 |
| 12:00:00 | 2978 | 2948 | 2 | 13 | 0,026 | 97 | 0,595 |
| 13:00:00 | 2975 | 2946 | 4 | 14 | 0,056 | 101 | 0,651 |
| 14:00:00 | 2960 | 2942 | 64 | 15 | 0,96 | 165 | 1,611 |
| 15:00:00 | 2948 | 2878 | 11 | 16 | 0,176 | 176 | 1,787 |
| 16:00:00 | 2946 | 2867 | 76 | 17 | 1,292 | 252 | 3,079 |
| 17:00:00 | 2942 | 2791 | 17 | 18 | 0,306 | 269 | 3,385 |
| 18:00:00 | 2956 | 2774 | 39 | 19 | 0,741 | 308 | 4,126 |
| 19:00:00 | 3005 | 2735 | 8 | 20 | 0,16 | 316 | 4,286 |
| 20:00:00 | 3031 | 2727 | 17 | 21 | 0,357 | 333 | 4,643 |
| 21:00:00 | 2973 | 2710 | 12 | 22 | 0,264 | 345 | 4,907 |
| 22:00:00 | 2867 | 2698 | 15 | 23 | 0,345 | 360 | 5,252 |
| 23:00:00 | 2774 | 2683 | 2683 | 24 | 64,392 | 3043 | 69,644 |

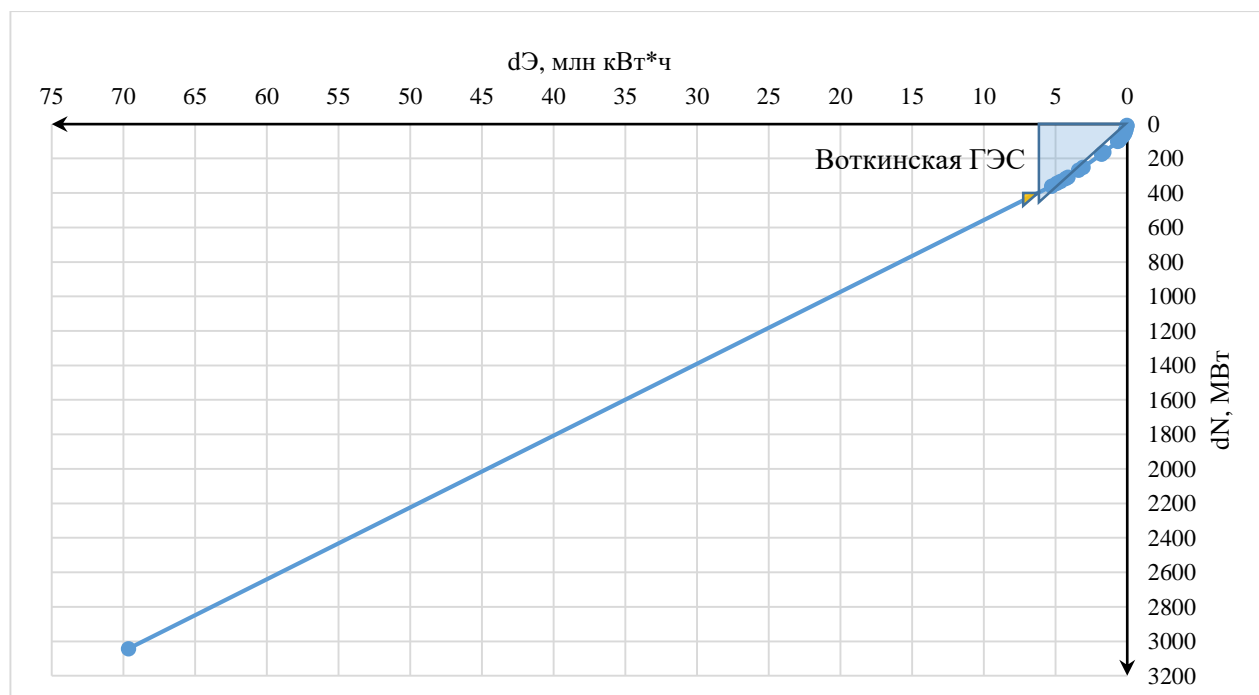


Рисунок А.5 – ИКН май

Продолжение приложения А

Таблица А.16 – ИКН июнь ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 427 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | $кР$, МВт | $кЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2570 | 2934 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 1:00:00 | 2537 | 2934 | 1 | 2 | 0,002 | 1 | 0,002 |
| 2:00:00 | 2513 | 2933 | 10 | 3 | 0,03 | 11 | 0,032 |
| 3:00:00 | 2507 | 2923 | 6 | 4 | 0,024 | 17 | 0,056 |
| 4:00:00 | 2540 | 2917 | 1 | 5 | 0,005 | 18 | 0,061 |
| 5:00:00 | 2622 | 2916 | 15 | 6 | 0,09 | 33 | 0,151 |
| 6:00:00 | 2722 | 2901 | 40 | 7 | 0,28 | 73 | 0,431 |
| 7:00:00 | 2843 | 2861 | 18 | 8 | 0,144 | 91 | 0,575 |
| 8:00:00 | 2916 | 2843 | 0 | 9 | 0 | 91 | 0,575 |
| 9:00:00 | 2934 | 2843 | 7 | 10 | 0,07 | 98 | 0,645 |
| 10:00:00 | 2934 | 2836 | 11 | 11 | 0,121 | 109 | 0,766 |
| 11:00:00 | 2923 | 2825 | 2 | 12 | 0,024 | 111 | 0,79 |
| 12:00:00 | 2933 | 2823 | 9 | 13 | 0,117 | 120 | 0,907 |
| 13:00:00 | 2917 | 2814 | 9 | 14 | 0,126 | 129 | 1,033 |
| 14:00:00 | 2901 | 2805 | 83 | 15 | 1,245 | 212 | 2,278 |
| 15:00:00 | 2861 | 2722 | 18 | 16 | 0,288 | 230 | 2,566 |
| 16:00:00 | 2843 | 2704 | 82 | 17 | 1,394 | 312 | 3,96 |
| 17:00:00 | 2825 | 2622 | 23 | 18 | 0,414 | 335 | 4,374 |
| 18:00:00 | 2814 | 2599 | 29 | 19 | 0,551 | 364 | 4,925 |
| 19:00:00 | 2823 | 2570 | 30 | 20 | 0,6 | 394 | 5,525 |
| 20:00:00 | 2836 | 2540 | 3 | 21 | 0,063 | 397 | 5,588 |
| 21:00:00 | 2805 | 2537 | 24 | 22 | 0,528 | 421 | 6,116 |
| 22:00:00 | 2704 | 2513 | 6 | 23 | 0,138 | 427 | 6,254 |
| 23:00:00 | 2599 | 2507 | 2507 | 24 | 60,168 | 2934 | 66,422 |

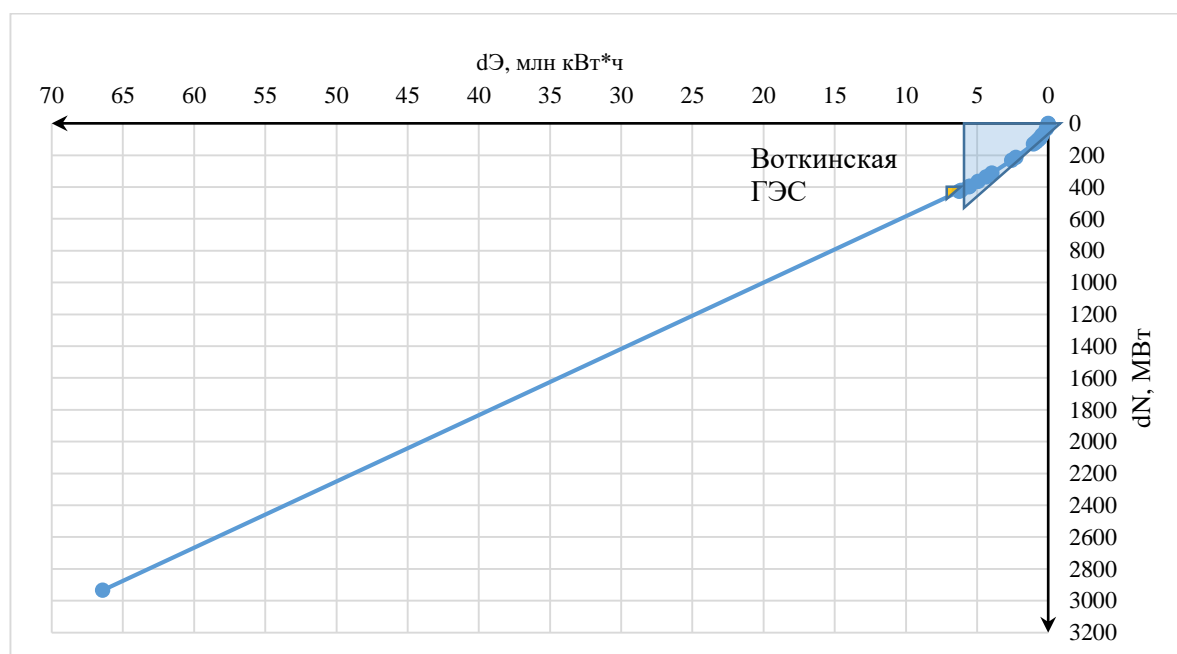


Рисунок А.6 – ИКН июнь

Продолжение приложения А

Таблица А.17 – ИКН июль ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 405 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_{i-} , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|----------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2519 | 2876 | 4 | 1 | 0,004 | 4 | 0,004 |
| 1:00:00 | 2502 | 2872 | 1 | 2 | 0,002 | 5 | 0,006 |
| 2:00:00 | 2479 | 2871 | 3 | 3 | 0,009 | 8 | 0,015 |
| 3:00:00 | 2471 | 2868 | 6 | 4 | 0,024 | 14 | 0,039 |
| 4:00:00 | 2512 | 2862 | 10 | 5 | 0,05 | 24 | 0,089 |
| 5:00:00 | 2581 | 2852 | 1 | 6 | 0,006 | 25 | 0,095 |
| 6:00:00 | 2677 | 2851 | 7 | 7 | 0,049 | 32 | 0,144 |
| 7:00:00 | 2779 | 2844 | 16 | 8 | 0,128 | 48 | 0,272 |
| 8:00:00 | 2851 | 2828 | 1 | 9 | 0,009 | 49 | 0,281 |
| 9:00:00 | 2876 | 2827 | 17 | 10 | 0,17 | 66 | 0,451 |
| 10:00:00 | 2868 | 2810 | 5 | 11 | 0,055 | 71 | 0,506 |
| 11:00:00 | 2871 | 2805 | 10 | 12 | 0,12 | 81 | 0,626 |
| 12:00:00 | 2872 | 2795 | 16 | 13 | 0,208 | 97 | 0,834 |
| 13:00:00 | 2862 | 2779 | 0 | 14 | 0 | 97 | 0,834 |
| 14:00:00 | 2852 | 2779 | 102 | 15 | 1,53 | 199 | 2,364 |
| 15:00:00 | 2844 | 2677 | 9 | 16 | 0,144 | 208 | 2,508 |
| 16:00:00 | 2828 | 2668 | 87 | 17 | 1,479 | 295 | 3,987 |
| 17:00:00 | 2810 | 2581 | 12 | 18 | 0,216 | 307 | 4,203 |
| 18:00:00 | 2795 | 2569 | 50 | 19 | 0,95 | 357 | 5,153 |
| 19:00:00 | 2805 | 2519 | 7 | 20 | 0,14 | 364 | 5,293 |
| 20:00:00 | 2827 | 2512 | 10 | 21 | 0,21 | 374 | 5,503 |
| 21:00:00 | 2779 | 2502 | 23 | 22 | 0,506 | 397 | 6,009 |
| 22:00:00 | 2668 | 2479 | 8 | 23 | 0,184 | 405 | 6,193 |
| 23:00:00 | 2569 | 2471 | 2471 | 24 | 59,304 | 2876 | 65,497 |

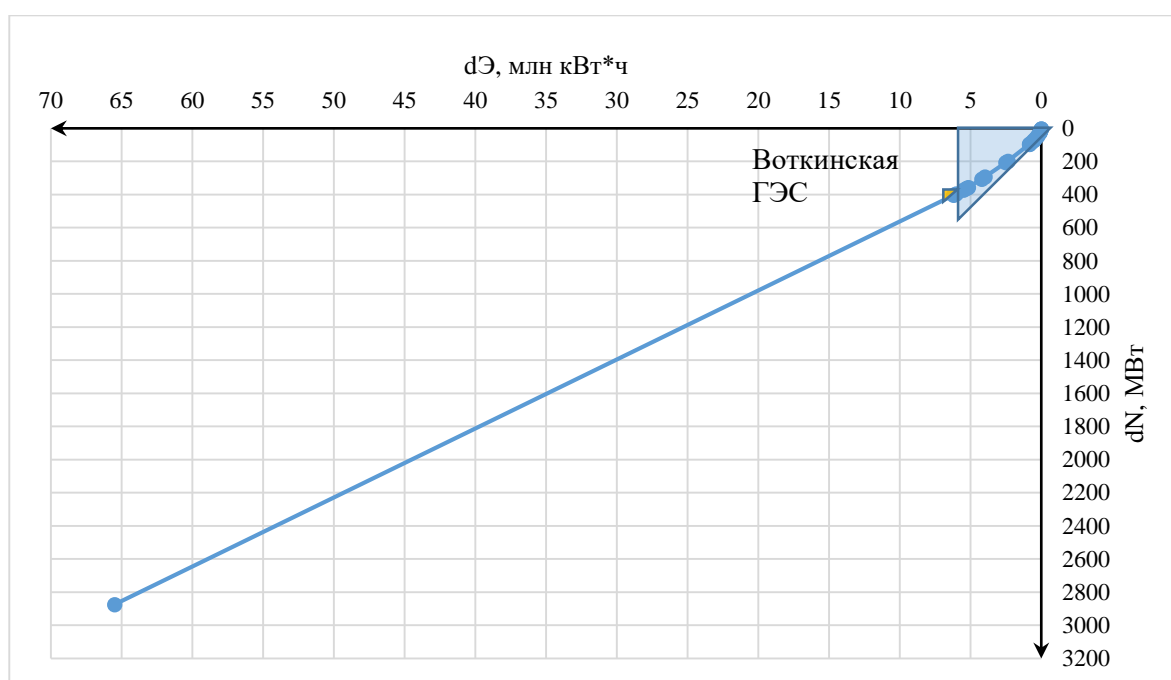


Рисунок А.7 – ИКН июль

Продолжение приложения А

Таблица А.18 – ИКН август ($N_{\text{раб. сущ. ГЭС}} = 415 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|-------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2556 | 2925 | 16 | 1 | 0,016 | 16 | 0,016 |
| 1:00:00 | 2533 | 2909 | 10 | 2 | 0,02 | 26 | 0,036 |
| 2:00:00 | 2516 | 2899 | 0 | 3 | 0 | 26 | 0,036 |
| 3:00:00 | 2523 | 2899 | 1 | 4 | 0,004 | 27 | 0,04 |
| 4:00:00 | 2548 | 2898 | 6 | 5 | 0,03 | 33 | 0,07 |
| 5:00:00 | 2615 | 2892 | 8 | 6 | 0,048 | 41 | 0,118 |
| 6:00:00 | 2719 | 2884 | 4 | 7 | 0,028 | 45 | 0,146 |
| 7:00:00 | 2846 | 2880 | 3 | 8 | 0,024 | 48 | 0,17 |
| 8:00:00 | 2909 | 2877 | 11 | 9 | 0,099 | 59 | 0,269 |
| 9:00:00 | 2925 | 2866 | 14 | 10 | 0,14 | 73 | 0,409 |
| 10:00:00 | 2899 | 2852 | 6 | 11 | 0,066 | 79 | 0,475 |
| 11:00:00 | 2898 | 2846 | 14 | 12 | 0,168 | 93 | 0,643 |
| 12:00:00 | 2892 | 2832 | 3 | 13 | 0,039 | 96 | 0,682 |
| 13:00:00 | 2877 | 2829 | 36 | 14 | 0,504 | 132 | 1,186 |
| 14:00:00 | 2884 | 2793 | 74 | 15 | 1,11 | 206 | 2,296 |
| 15:00:00 | 2866 | 2719 | 25 | 16 | 0,4 | 231 | 2,696 |
| 16:00:00 | 2852 | 2694 | 79 | 17 | 1,343 | 310 | 4,039 |
| 17:00:00 | 2832 | 2615 | 10 | 18 | 0,18 | 320 | 4,219 |
| 18:00:00 | 2829 | 2605 | 49 | 19 | 0,931 | 369 | 5,15 |
| 19:00:00 | 2880 | 2556 | 8 | 20 | 0,16 | 377 | 5,31 |
| 20:00:00 | 2899 | 2548 | 15 | 21 | 0,315 | 392 | 5,625 |
| 21:00:00 | 2793 | 2533 | 10 | 22 | 0,22 | 402 | 5,845 |
| 22:00:00 | 2694 | 2523 | 7 | 23 | 0,161 | 409 | 6,006 |
| 23:00:00 | 2605 | 2516 | 2516 | 24 | 60,384 | 2925 | 66,39 |

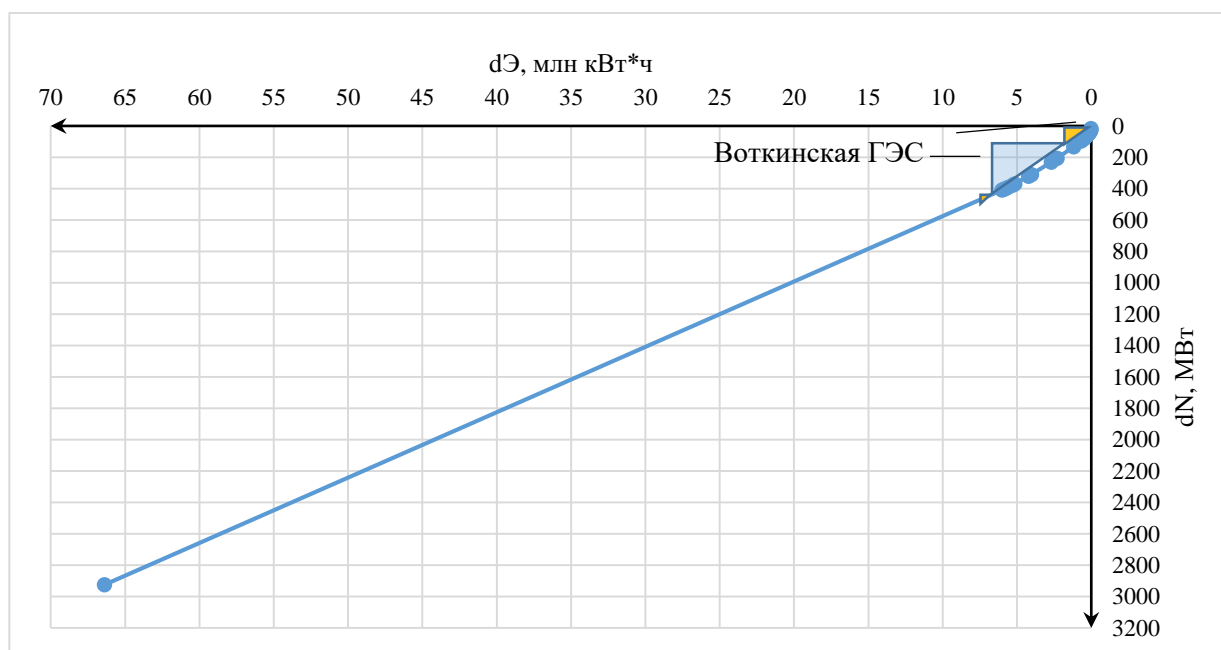


Рисунок А.8 – ИКН август

Продолжение приложения А

Таблица А.19 – ИКН сентябрь ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 425 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2662 | 3087 | 12 | 1 | 0,012 | 12 | 0,012 |
| 1:00:00 | 2638 | 3075 | 54 | 2 | 0,108 | 66 | 0,12 |
| 2:00:00 | 2631 | 3021 | 4 | 3 | 0,012 | 70 | 0,132 |
| 3:00:00 | 2653 | 3017 | 1 | 4 | 0,004 | 71 | 0,136 |
| 4:00:00 | 2703 | 3016 | 6 | 5 | 0,03 | 77 | 0,166 |
| 5:00:00 | 2791 | 3010 | 5 | 6 | 0,03 | 82 | 0,196 |
| 6:00:00 | 2878 | 3005 | 4 | 7 | 0,028 | 86 | 0,224 |
| 7:00:00 | 2982 | 3001 | 19 | 8 | 0,152 | 105 | 0,376 |
| 8:00:00 | 3017 | 2982 | 8 | 9 | 0,072 | 113 | 0,448 |
| 9:00:00 | 3021 | 2974 | 1 | 10 | 0,01 | 114 | 0,458 |
| 10:00:00 | 3010 | 2973 | 8 | 11 | 0,088 | 122 | 0,546 |
| 11:00:00 | 3005 | 2965 | 1 | 12 | 0,012 | 123 | 0,558 |
| 12:00:00 | 2973 | 2964 | 3 | 13 | 0,039 | 126 | 0,597 |
| 13:00:00 | 2964 | 2961 | 73 | 14 | 1,022 | 199 | 1,619 |
| 14:00:00 | 2965 | 2888 | 10 | 15 | 0,15 | 209 | 1,769 |
| 15:00:00 | 2961 | 2878 | 87 | 16 | 1,392 | 296 | 3,161 |
| 16:00:00 | 2974 | 2791 | 13 | 17 | 0,221 | 309 | 3,382 |
| 17:00:00 | 3016 | 2778 | 75 | 18 | 1,35 | 384 | 4,732 |
| 18:00:00 | 3075 | 2703 | 5 | 19 | 0,095 | 389 | 4,827 |
| 19:00:00 | 3087 | 2698 | 36 | 20 | 0,72 | 425 | 5,547 |
| 20:00:00 | 3001 | 2662 | 9 | 21 | 0,189 | 434 | 5,736 |
| 21:00:00 | 2888 | 2653 | 15 | 22 | 0,33 | 449 | 6,066 |
| 22:00:00 | 2778 | 2638 | 7 | 23 | 0,161 | 456 | 6,227 |
| 23:00:00 | 2698 | 2631 | 2631 | 24 | 63,144 | 3087 | 69,371 |

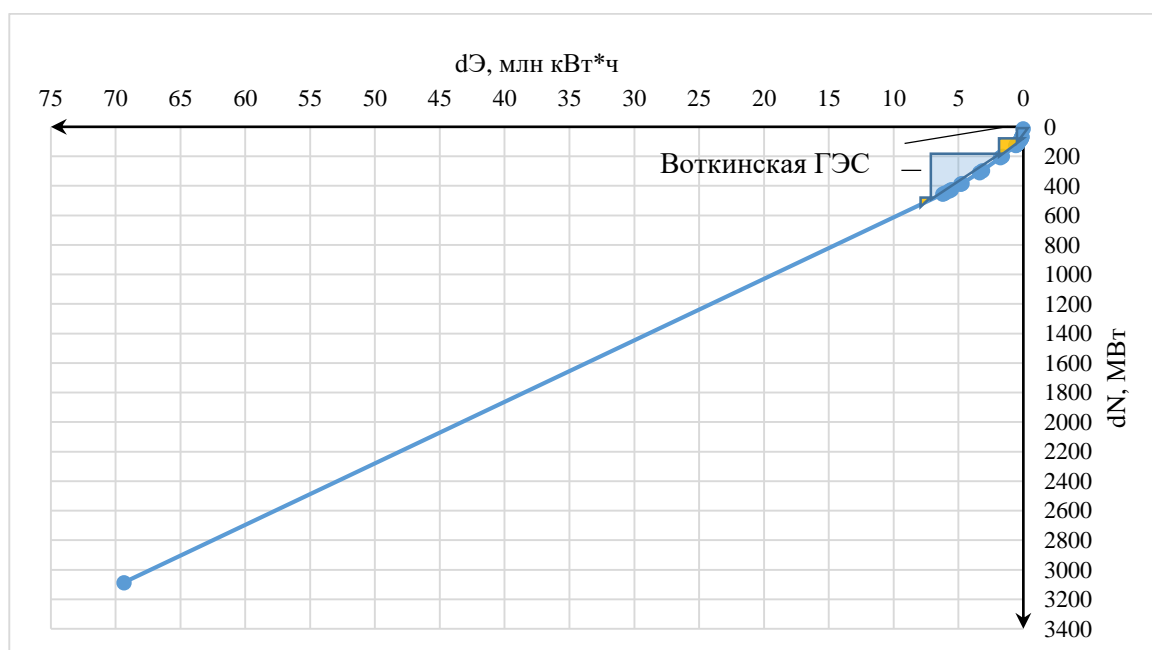


Рисунок А.9 – ИКН сентябрь

Продолжение приложения А

Таблица А.20 – ИКН октябрь ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 427 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $kЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 2927 | 3343 | 1 | 1 | 0,001 | 1 | 0,001 |
| 1:00:00 | 2886 | 3342 | 41 | 2 | 0,082 | 42 | 0,083 |
| 2:00:00 | 2888 | 3301 | 14 | 3 | 0,042 | 56 | 0,125 |
| 3:00:00 | 2897 | 3287 | 0 | 4 | 0 | 56 | 0,125 |
| 4:00:00 | 2961 | 3287 | 6 | 5 | 0,03 | 62 | 0,155 |
| 5:00:00 | 3064 | 3281 | 22 | 6 | 0,132 | 84 | 0,287 |
| 6:00:00 | 3150 | 3259 | 2 | 7 | 0,014 | 86 | 0,301 |
| 7:00:00 | 3257 | 3257 | 8 | 8 | 0,064 | 94 | 0,365 |
| 8:00:00 | 3287 | 3249 | 6 | 9 | 0,054 | 100 | 0,419 |
| 9:00:00 | 3287 | 3243 | 5 | 10 | 0,05 | 105 | 0,469 |
| 10:00:00 | 3249 | 3238 | 3 | 11 | 0,033 | 108 | 0,502 |
| 11:00:00 | 3243 | 3235 | 7 | 12 | 0,084 | 115 | 0,586 |
| 12:00:00 | 3235 | 3228 | 2 | 13 | 0,026 | 117 | 0,612 |
| 13:00:00 | 3226 | 3226 | 76 | 14 | 1,064 | 193 | 1,676 |
| 14:00:00 | 3238 | 3150 | 20 | 15 | 0,3 | 213 | 1,976 |
| 15:00:00 | 3259 | 3130 | 66 | 16 | 1,056 | 279 | 3,032 |
| 16:00:00 | 3281 | 3064 | 22 | 17 | 0,374 | 301 | 3,406 |
| 17:00:00 | 3343 | 3042 | 61 | 18 | 1,098 | 362 | 4,504 |
| 18:00:00 | 3342 | 2981 | 20 | 19 | 0,38 | 382 | 4,884 |
| 19:00:00 | 3301 | 2961 | 34 | 20 | 0,68 | 416 | 5,564 |
| 20:00:00 | 3228 | 2927 | 30 | 21 | 0,63 | 446 | 6,194 |
| 21:00:00 | 3130 | 2897 | 9 | 22 | 0,198 | 455 | 6,392 |
| 22:00:00 | 3042 | 2888 | 2 | 23 | 0,046 | 457 | 6,438 |
| 23:00:00 | 2981 | 2886 | 2886 | 24 | 69,264 | 3343 | 75,702 |

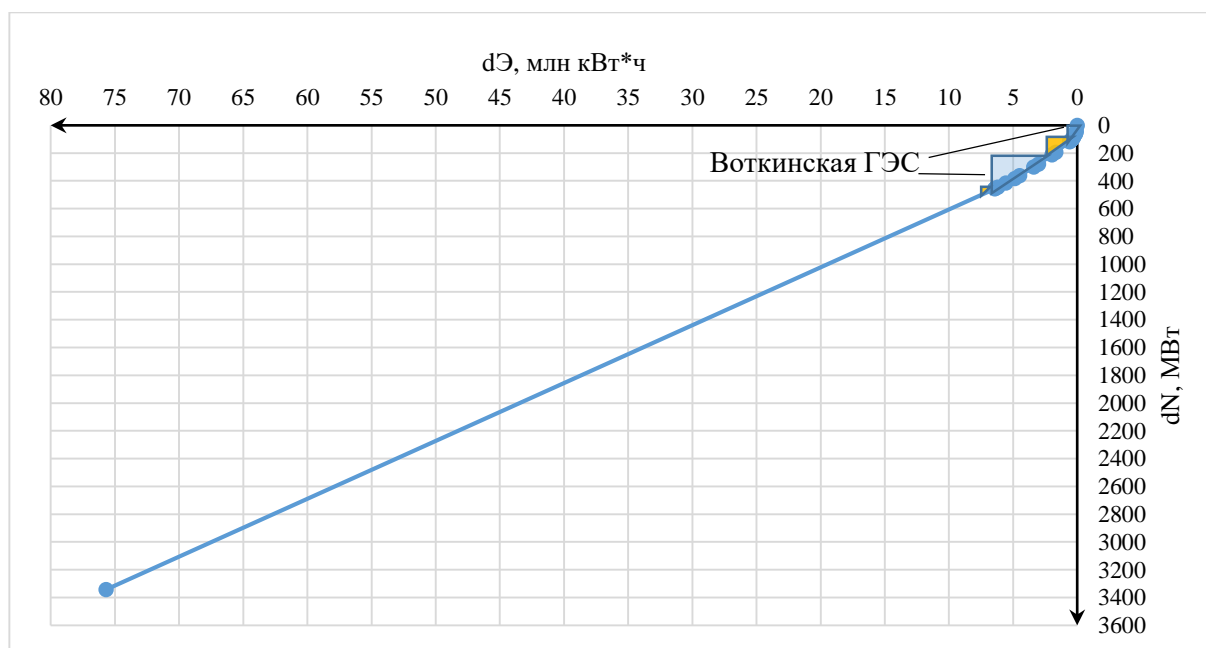


Рисунок А.10 – ИКН октябрь

Продолжение приложения А

Таблица А.21 – ИКН ноябрь ($N_{\text{раб. суш. ГЭС}} = 430 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i' , МВт | dP , МВт | t , час | $d\mathcal{E}$, млн кВт·ч | kP , МВт | $k\mathcal{E}$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|--------------|------------|-----------|----------------------------|------------|----------------------------|
| 0:00:00 | 3142 | 3607 | 1 | 1 | 0,001 | 1 | 0,001 |
| 1:00:00 | 3131 | 3606 | 38 | 2 | 0,076 | 39 | 0,077 |
| 2:00:00 | 3120 | 3568 | 8 | 3 | 0,024 | 47 | 0,101 |
| 3:00:00 | 3139 | 3560 | 3 | 4 | 0,012 | 50 | 0,113 |
| 4:00:00 | 3199 | 3557 | 16 | 5 | 0,08 | 66 | 0,193 |
| 5:00:00 | 3330 | 3541 | 21 | 6 | 0,126 | 87 | 0,319 |
| 6:00:00 | 3433 | 3520 | 1 | 7 | 0,007 | 88 | 0,326 |
| 7:00:00 | 3520 | 3519 | 2 | 8 | 0,016 | 90 | 0,342 |
| 8:00:00 | 3557 | 3517 | 12 | 9 | 0,108 | 102 | 0,45 |
| 9:00:00 | 3541 | 3505 | 2 | 10 | 0,02 | 104 | 0,47 |
| 10:00:00 | 3519 | 3503 | 2 | 11 | 0,022 | 106 | 0,492 |
| 11:00:00 | 3503 | 3501 | 1 | 12 | 0,012 | 107 | 0,504 |
| 12:00:00 | 3500 | 3500 | 66 | 13 | 0,858 | 173 | 1,362 |
| 13:00:00 | 3501 | 3434 | 1 | 14 | 0,014 | 174 | 1,376 |
| 14:00:00 | 3517 | 3433 | 89 | 15 | 1,335 | 263 | 2,711 |
| 15:00:00 | 3568 | 3344 | 14 | 16 | 0,224 | 277 | 2,935 |
| 16:00:00 | 3607 | 3330 | 62 | 17 | 1,054 | 339 | 3,989 |
| 17:00:00 | 3606 | 3268 | 65 | 18 | 1,17 | 404 | 5,159 |
| 18:00:00 | 3560 | 3203 | 4 | 19 | 0,076 | 408 | 5,235 |
| 19:00:00 | 3505 | 3199 | 57 | 20 | 1,14 | 465 | 6,375 |
| 20:00:00 | 3434 | 3142 | 3 | 21 | 0,063 | 468 | 6,438 |
| 21:00:00 | 3344 | 3139 | 8 | 22 | 0,176 | 476 | 6,614 |
| 22:00:00 | 3268 | 3131 | 11 | 23 | 0,253 | 487 | 6,867 |
| 23:00:00 | 3203 | 3120 | 3120 | 24 | 74,88 | 3607 | 81,747 |

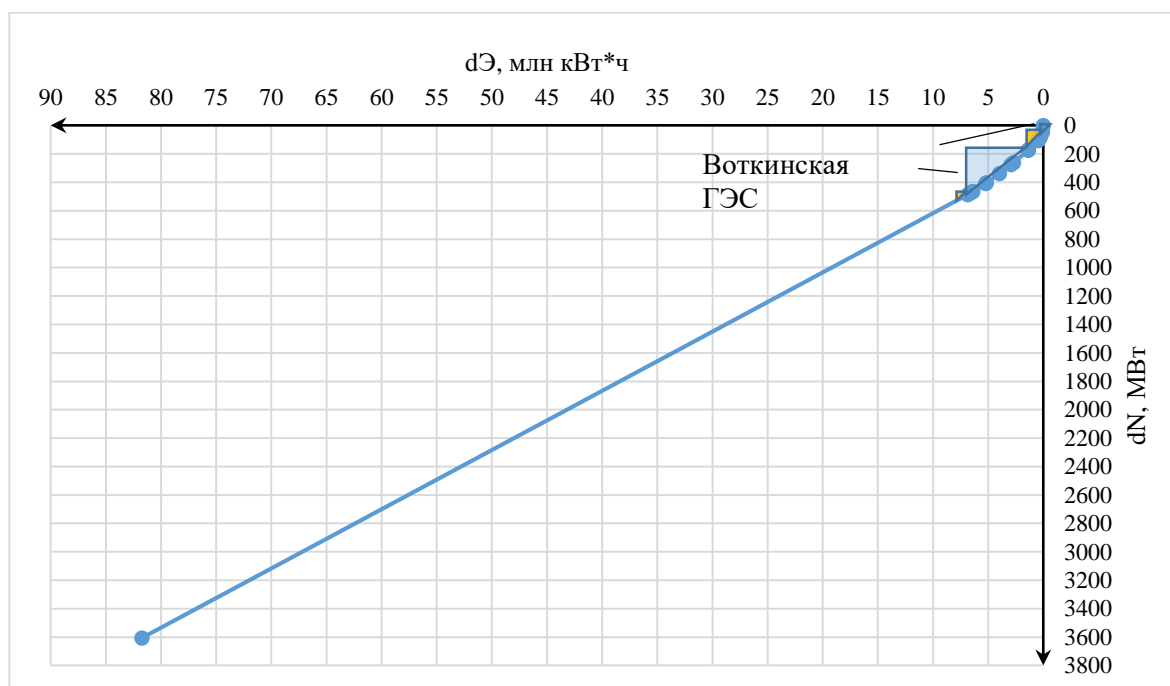


Рисунок А.11 – ИКН ноябрь

Продолжение приложения А

Таблица А.22 – ИКН декабрь ($N_{\text{раб. сущ. ГЭС}} = 430 \text{ МВт}$)

| Час | P_i , МВт | P_i , МВт | dP , МВт | t , час | $dЭ$, млн кВт·ч | kP , МВт | $кЭ$, млн кВт·ч |
|----------|-------------|-------------|------------|-----------|------------------|------------|------------------|
| 0:00:00 | 3240 | 3661 | 13 | 1 | 0,013 | 13 | 0,013 |
| 1:00:00 | 3207 | 3648 | 25 | 2 | 0,05 | 38 | 0,063 |
| 2:00:00 | 3198 | 3623 | 2 | 3 | 0,006 | 40 | 0,069 |
| 3:00:00 | 3220 | 3621 | 0 | 4 | 0 | 40 | 0,069 |
| 4:00:00 | 3258 | 3621 | 2 | 5 | 0,01 | 42 | 0,079 |
| 5:00:00 | 3366 | 3619 | 29 | 6 | 0,174 | 71 | 0,253 |
| 6:00:00 | 3497 | 3590 | 7 | 7 | 0,049 | 78 | 0,302 |
| 7:00:00 | 3578 | 3583 | 0 | 8 | 0 | 78 | 0,302 |
| 8:00:00 | 3621 | 3583 | 2 | 9 | 0,018 | 80 | 0,32 |
| 9:00:00 | 3619 | 3581 | 3 | 10 | 0,03 | 83 | 0,35 |
| 10:00:00 | 3590 | 3578 | 8 | 11 | 0,088 | 91 | 0,438 |
| 11:00:00 | 3583 | 3570 | 19 | 12 | 0,228 | 110 | 0,666 |
| 12:00:00 | 3570 | 3551 | 25 | 13 | 0,325 | 135 | 0,991 |
| 13:00:00 | 3551 | 3526 | 29 | 14 | 0,406 | 164 | 1,397 |
| 14:00:00 | 3583 | 3497 | 55 | 15 | 0,825 | 219 | 2,222 |
| 15:00:00 | 3623 | 3442 | 76 | 16 | 1,216 | 295 | 3,438 |
| 16:00:00 | 3661 | 3366 | 23 | 17 | 0,391 | 318 | 3,829 |
| 17:00:00 | 3648 | 3343 | 85 | 18 | 1,53 | 403 | 5,359 |
| 18:00:00 | 3621 | 3258 | 14 | 19 | 0,266 | 417 | 5,625 |
| 19:00:00 | 3581 | 3244 | 4 | 20 | 0,08 | 421 | 5,705 |
| 20:00:00 | 3526 | 3240 | 20 | 21 | 0,42 | 441 | 6,125 |
| 21:00:00 | 3442 | 3220 | 13 | 22 | 0,286 | 454 | 6,411 |
| 22:00:00 | 3343 | 3207 | 9 | 23 | 0,207 | 463 | 6,618 |
| 23:00:00 | 3244 | 3198 | 3198 | 24 | 76,752 | 3661 | 83,37 |

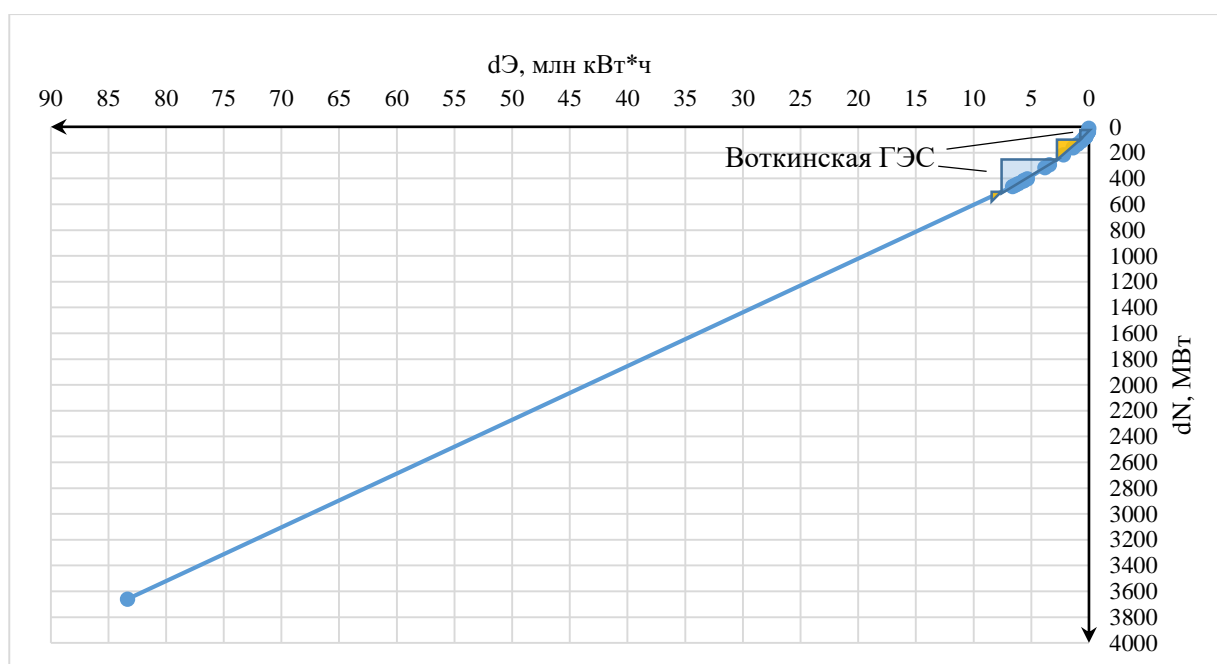


Рисунок А.12 – ИКН декабрь

Продолжение приложения А

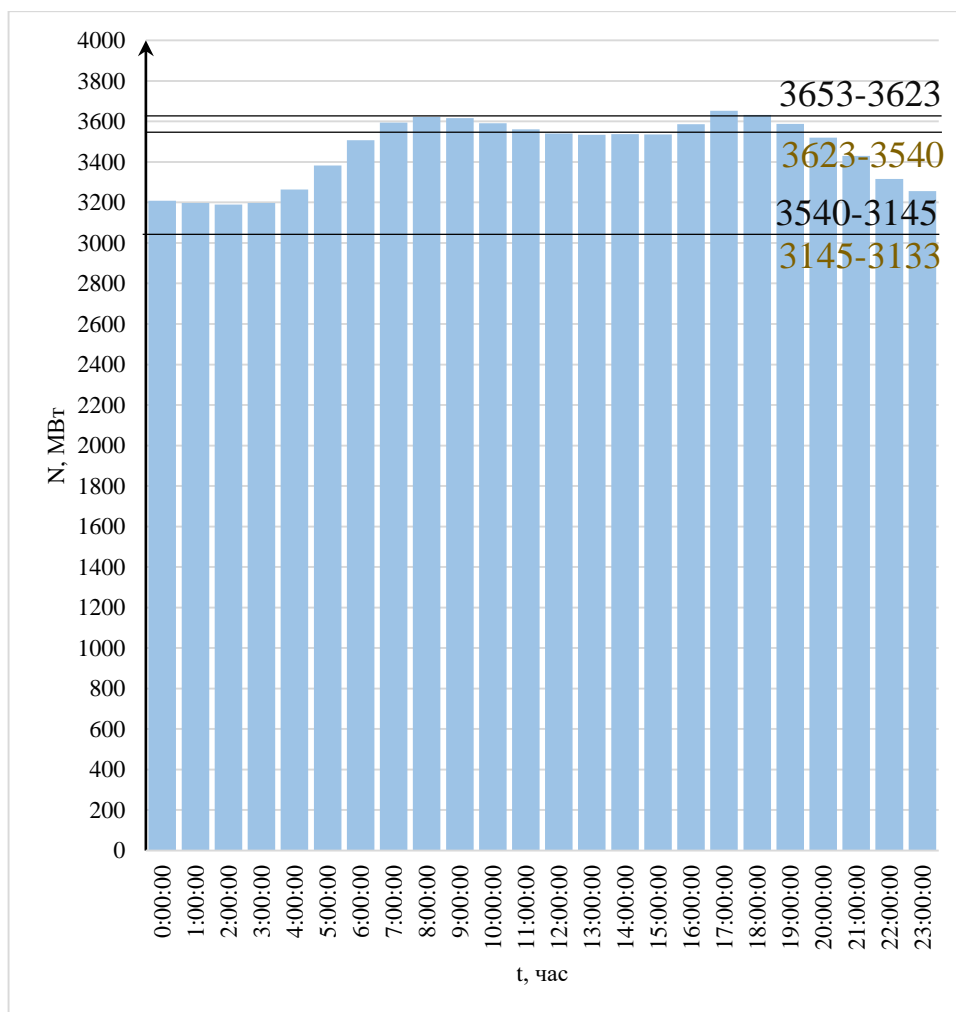


Рисунок А.13 – Баланс энергии и мощности февраль

Продолжение приложения А

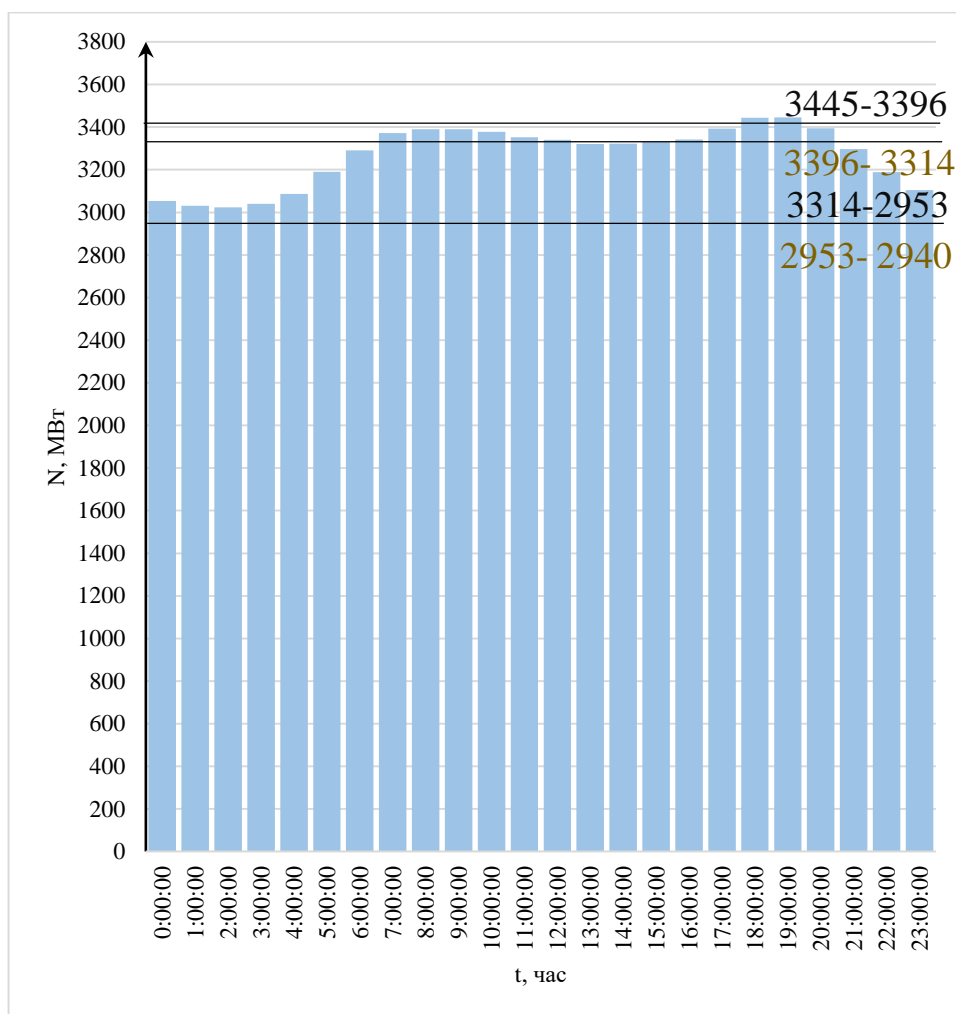


Рисунок А.14 – Баланс энергии и мощности март

Продолжение приложения А

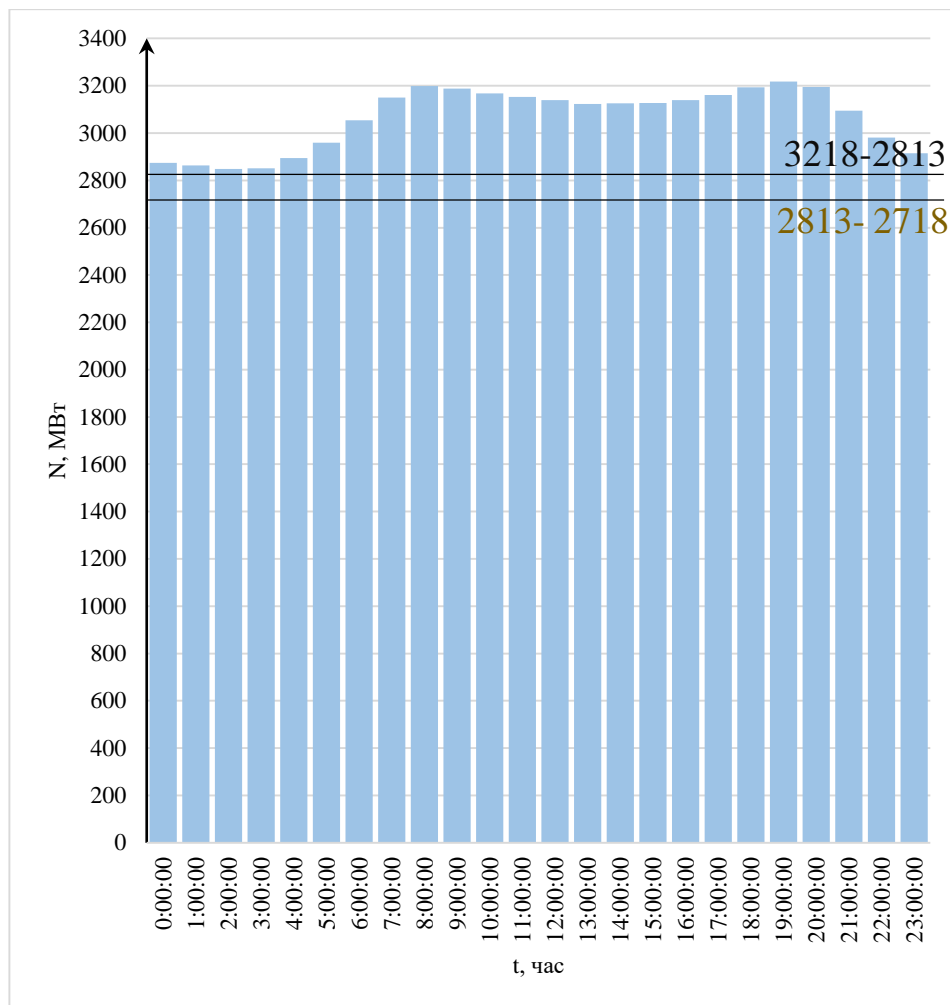


Рисунок А.15 – Баланс энергии и мощности апрель

Продолжение приложения А

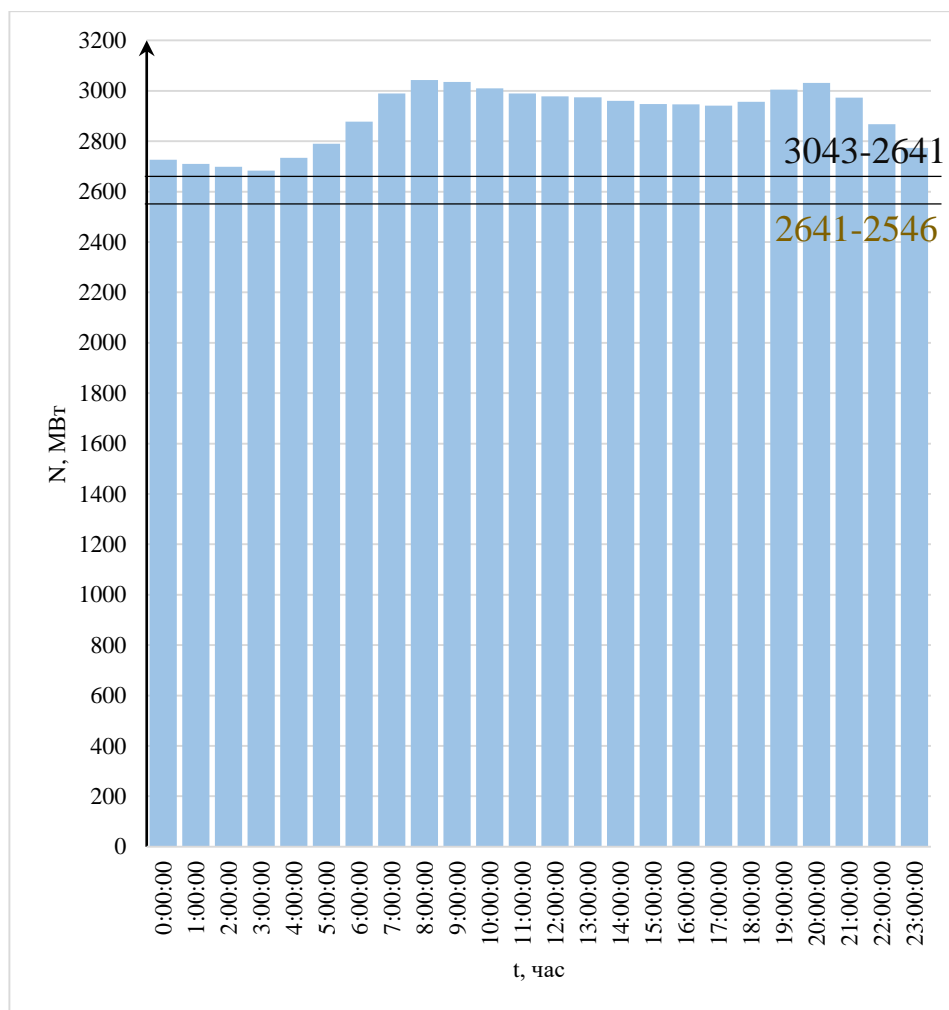


Рисунок А.16 – Баланс энергии и мощности май

Продолжение приложения А

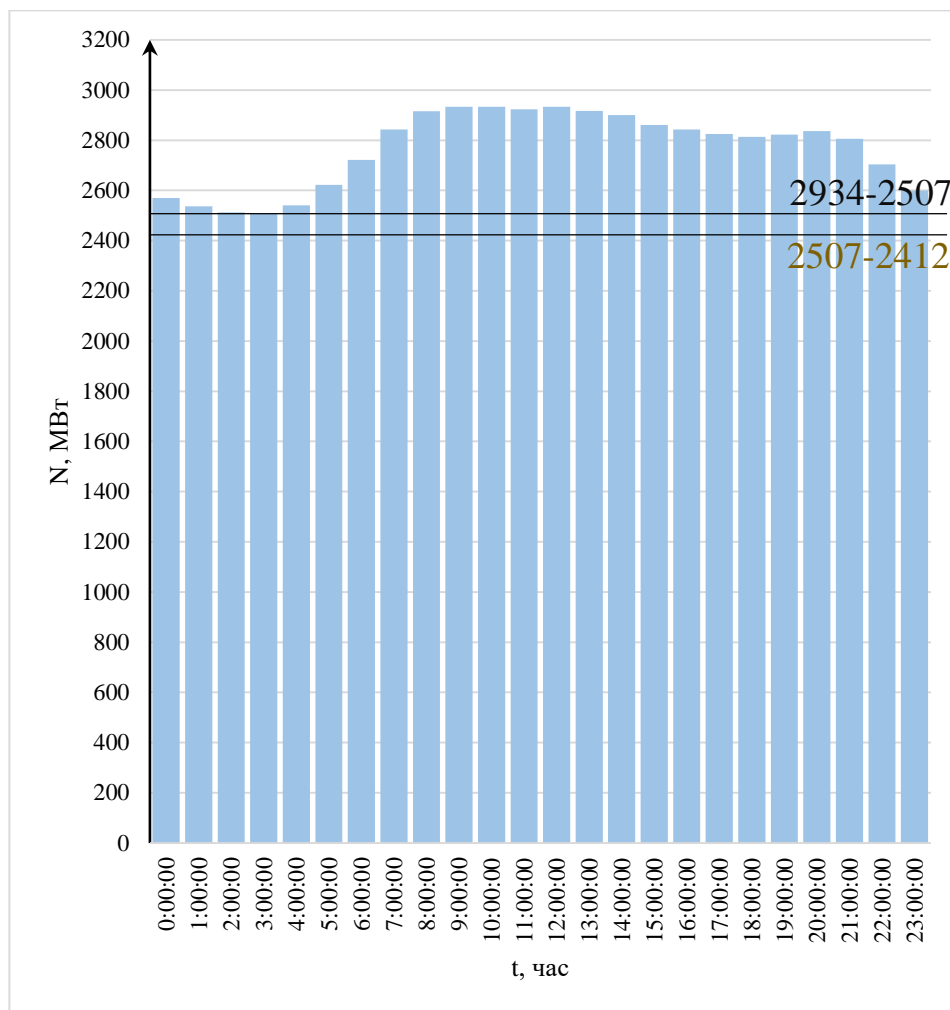


Рисунок А.17 – Баланс энергии и мощности июнь

Продолжение приложения А

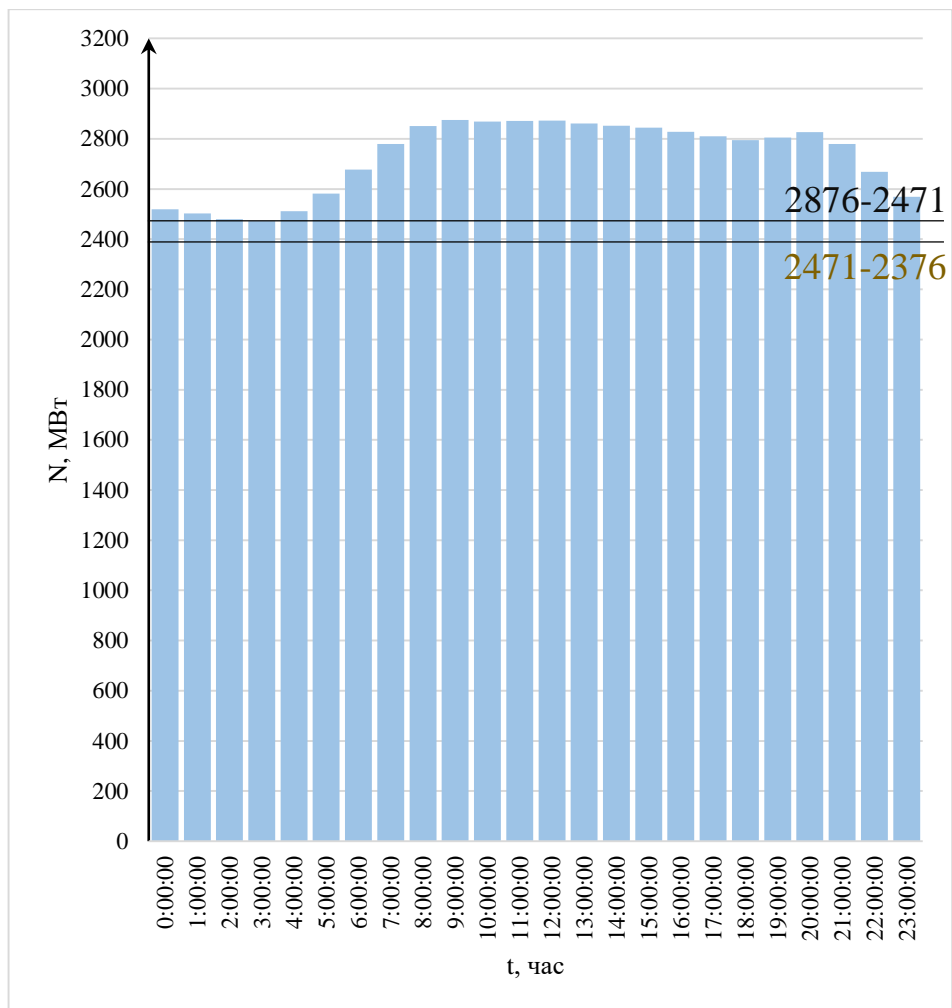


Рисунок А.18 – Баланс энергии и мощности июль

Продолжение приложения А

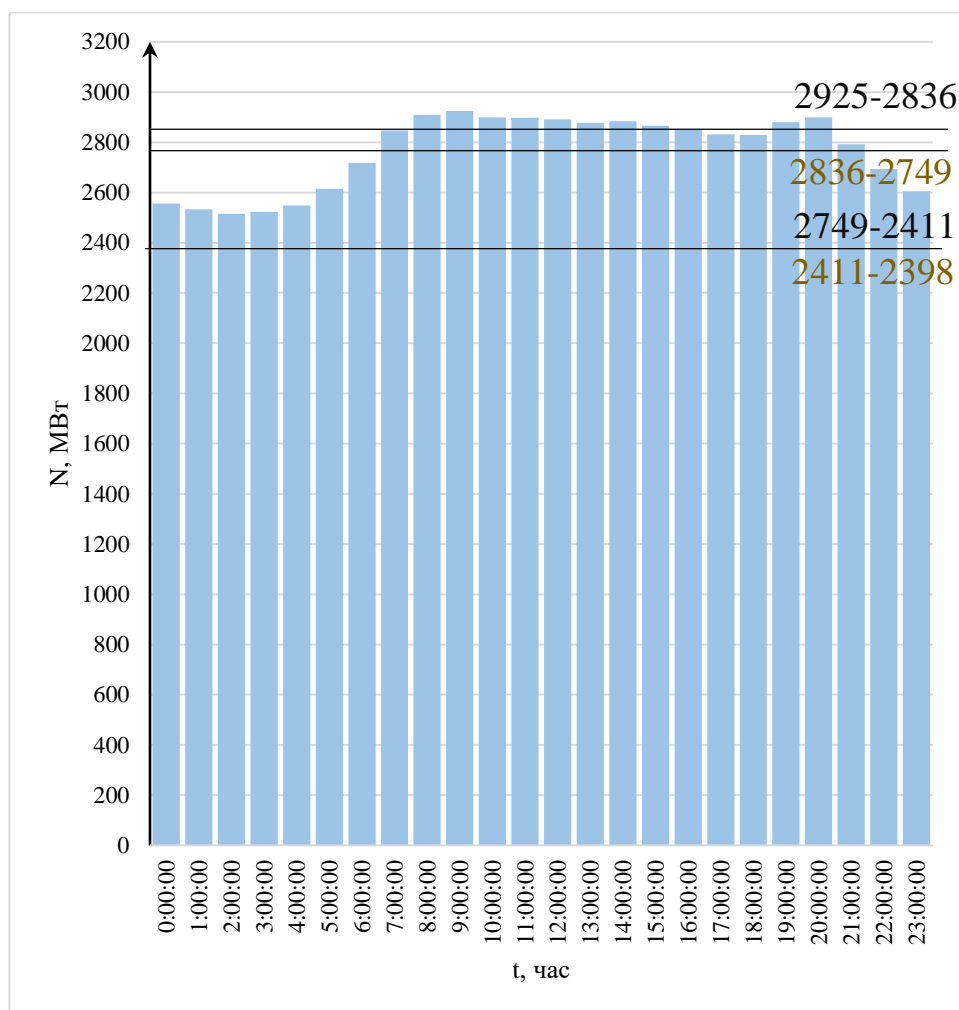


Рисунок А.19 – Баланс энергии и мощности август

Продолжение приложения А

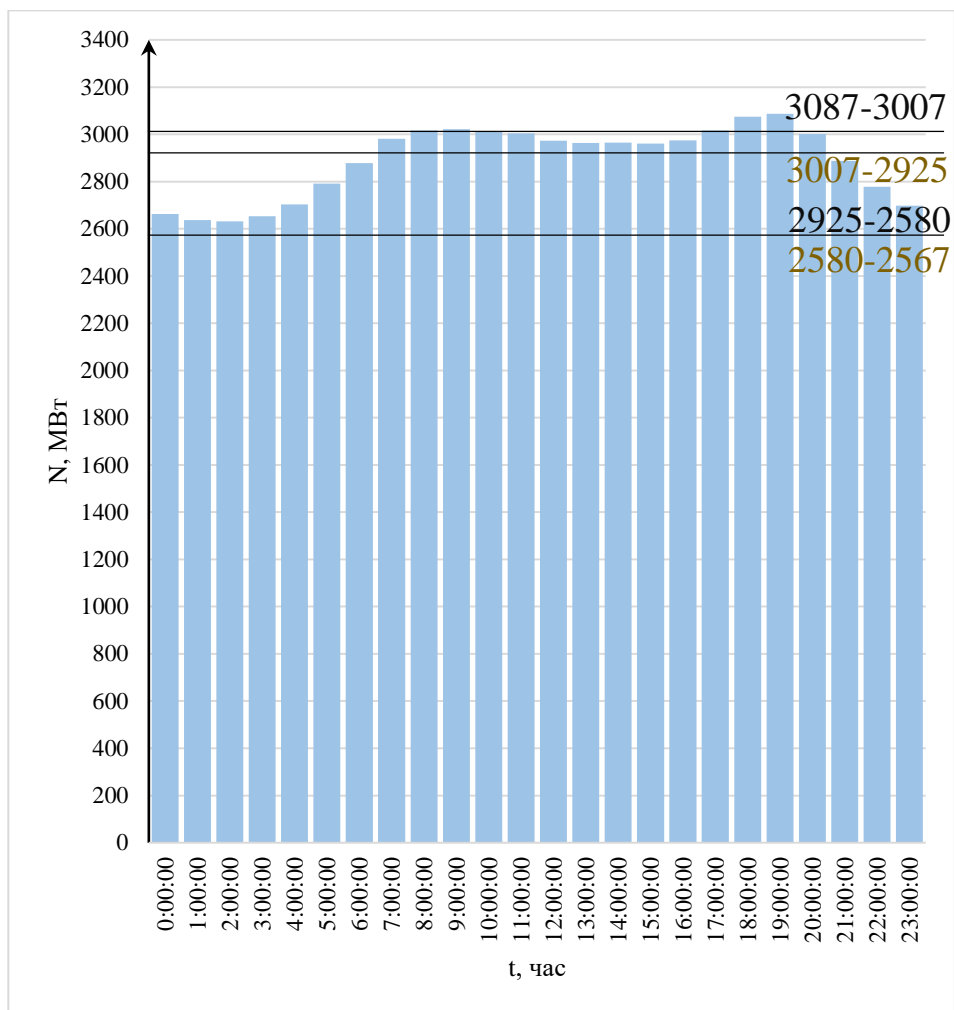


Рисунок А.20 – Баланс энергии и мощности сентябрь

Продолжение приложения А

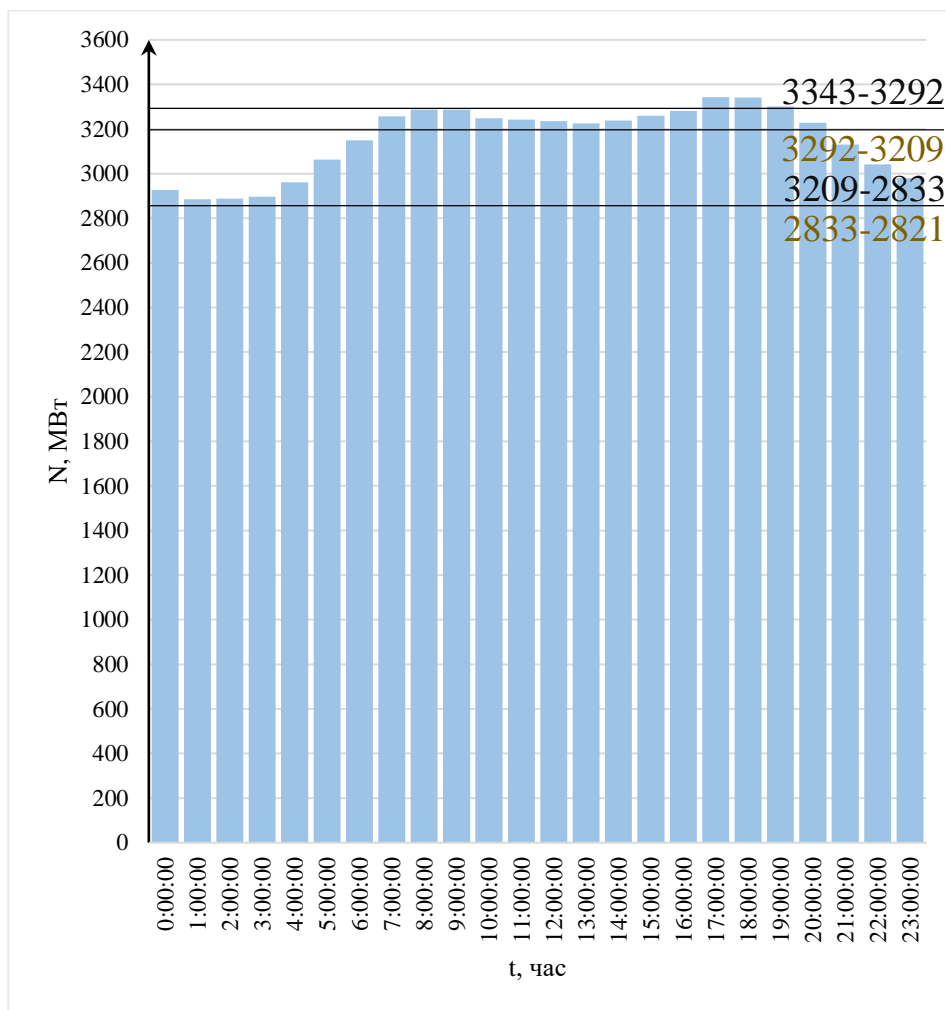


Рисунок А.21 – Баланс энергии и мощности октябрь

Продолжение приложения А

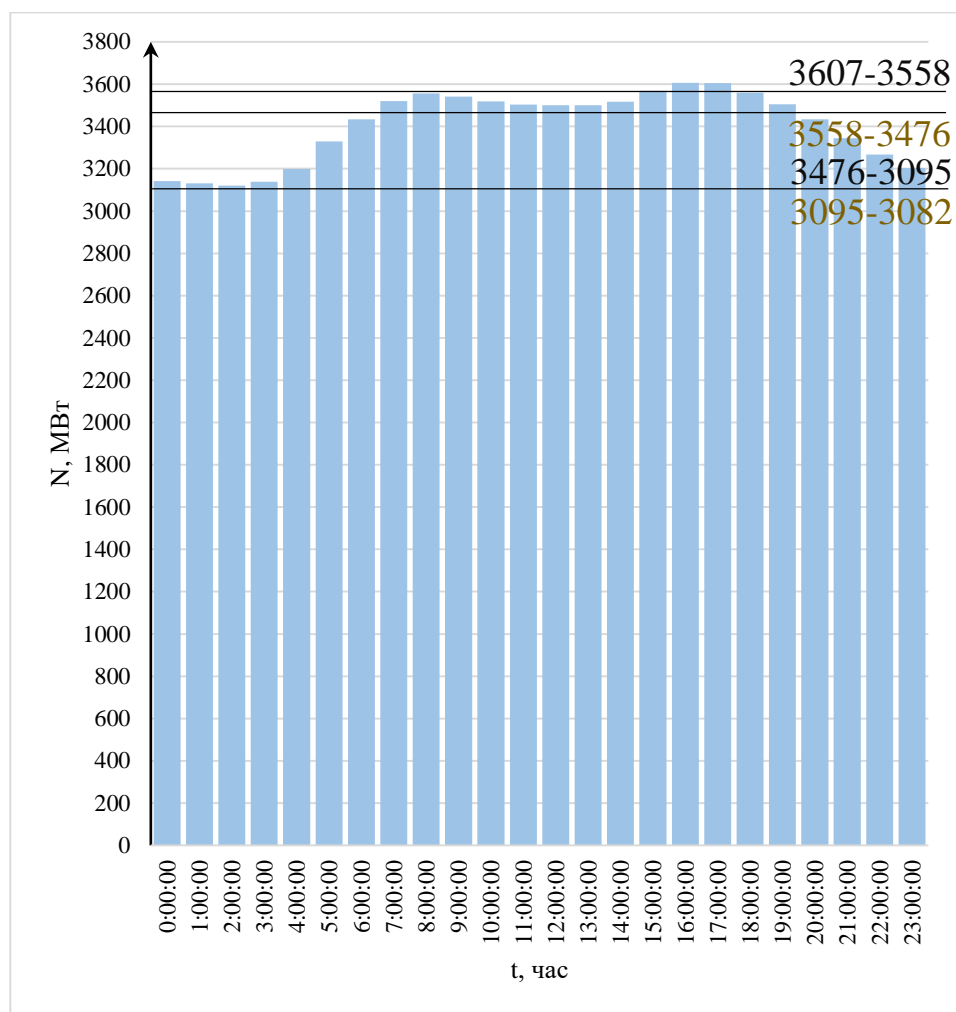


Рисунок А.22 – Баланс энергии и мощности ноябрь

Продолжение приложения А

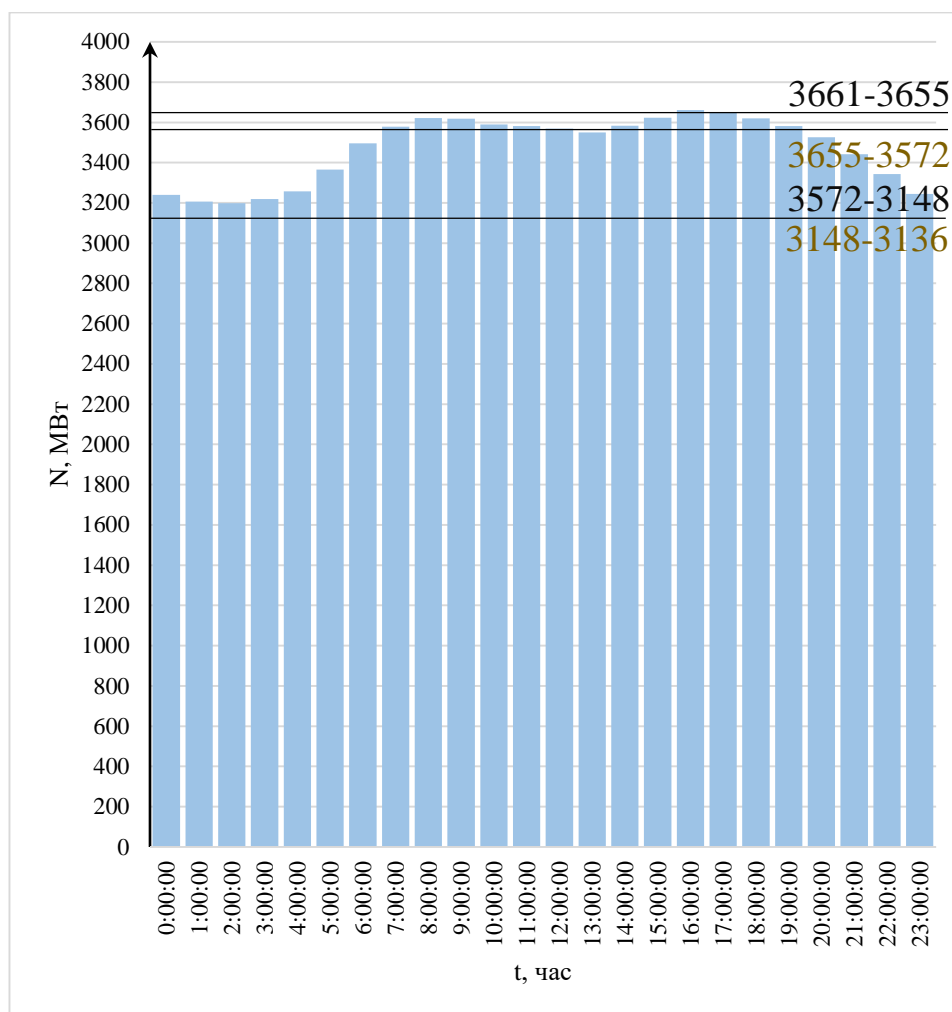


Рисунок А.23 – Баланс энергии и мощности декабрь

ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Основное и вспомогательное оборудование

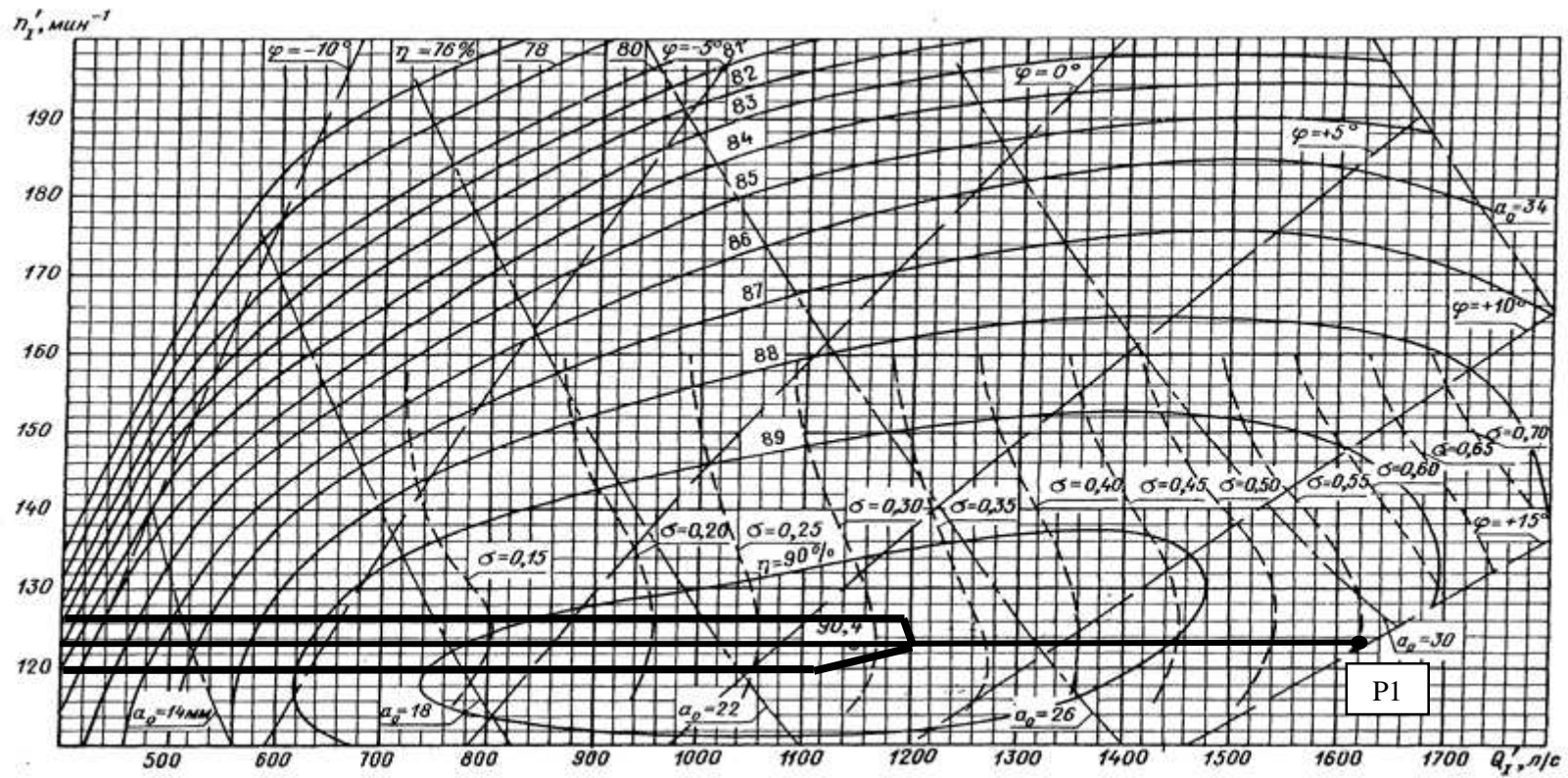


Рисунок Б.1 – Рабочее поле ГТ ПЛ406-В-4

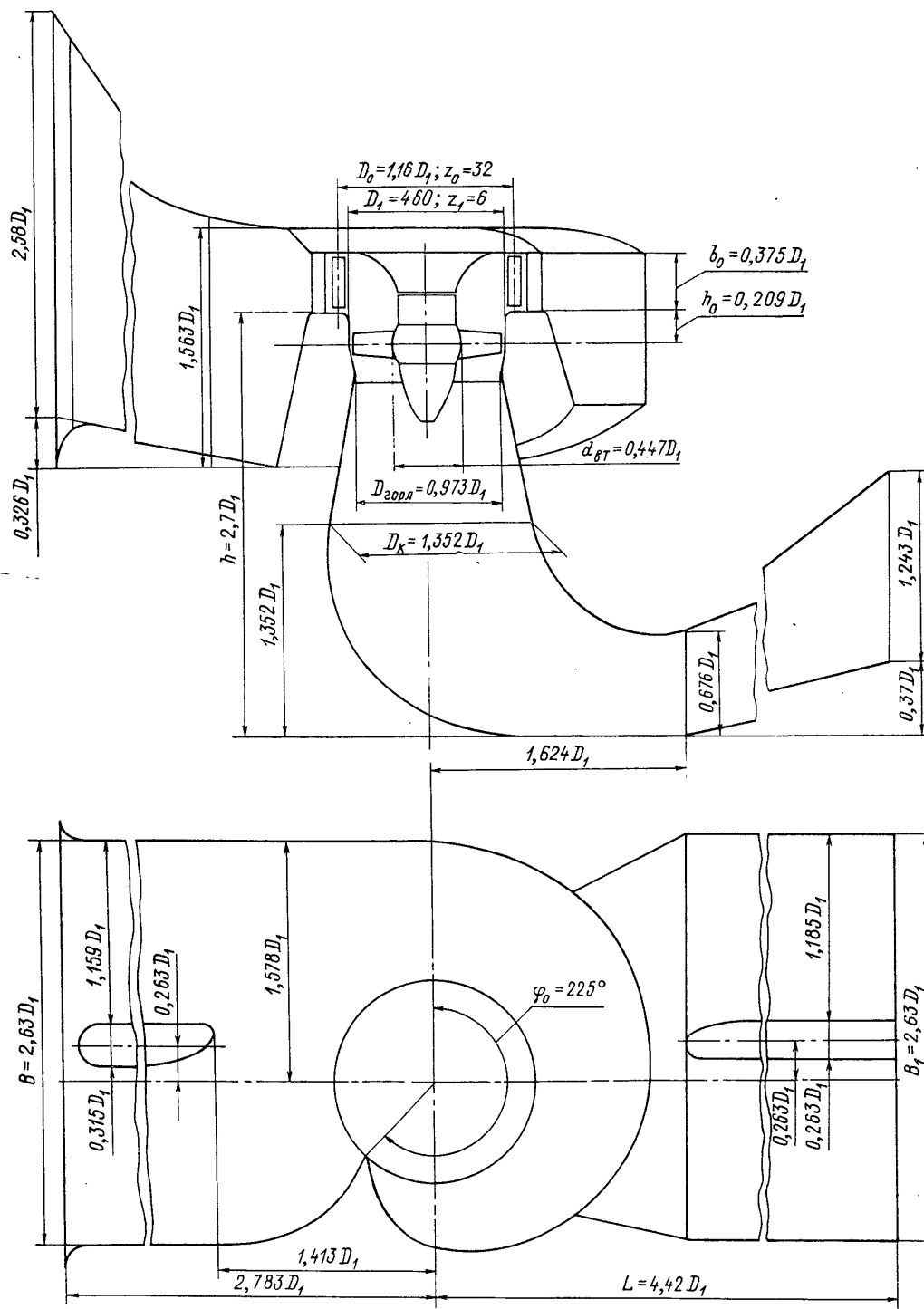


Рисунок Б.2 – ГУХ ГТ ПЛ406-В для нанесения основных размеров проточной части

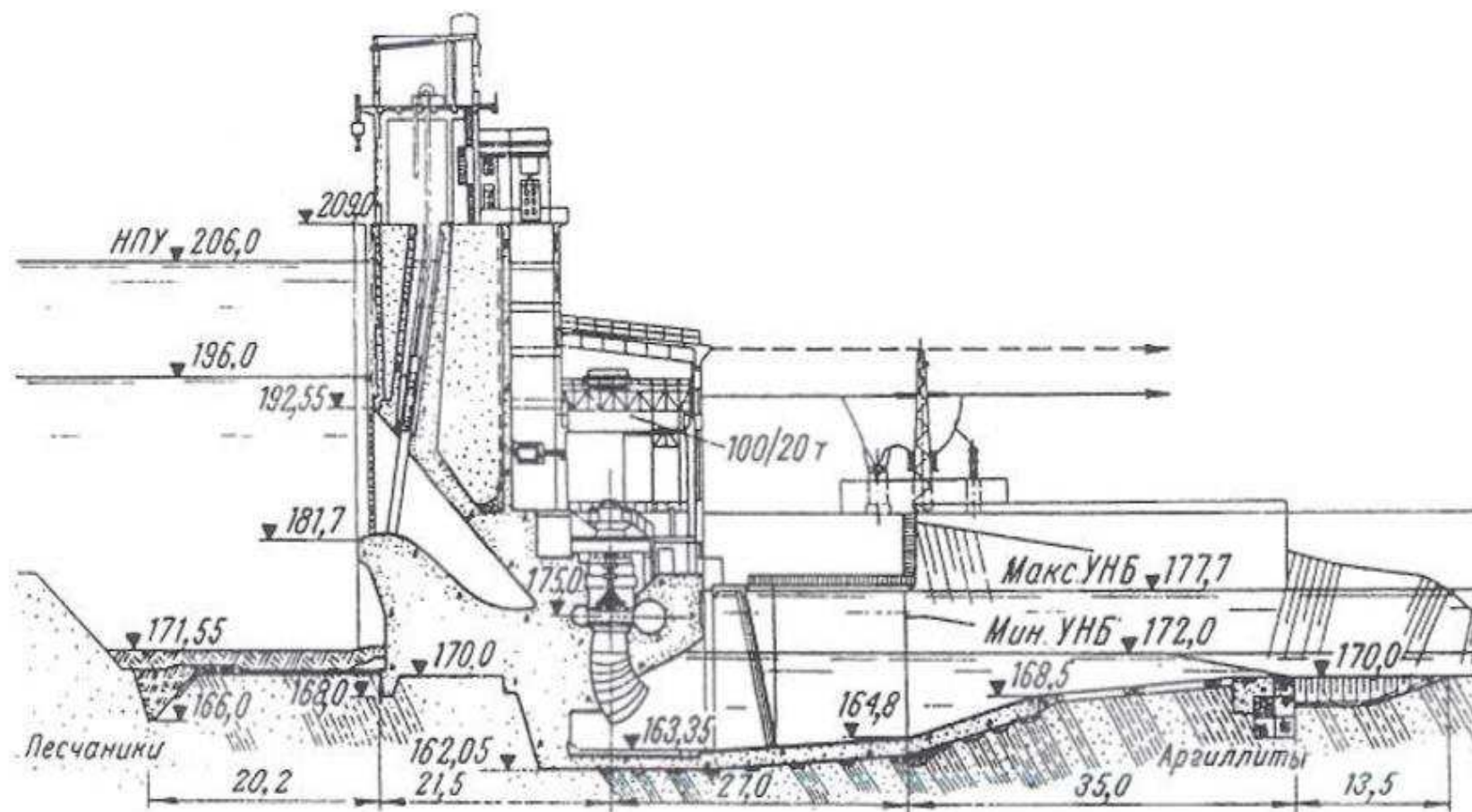


Рисунок Б.3 – ГЭС-аналог (Широковская ГЭС)

ПРИЛОЖЕНИЯ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

| Защиты | | Уставки | | | |
|------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------|-----------------------|------------------------|---------|
| Наименование | Обозначение | Наименование | Относительные единицы | Именованные единицы | |
| Диф. Защита продольная | $I\Delta G$ | Ток срабатывания, $I_{CP.0}$ | $0,15 \cdot I_H$ | 0,58 А | |
| | | Коэффициент торможения, K_T | 0,2 | - | |
| | | Уставка начального торможения, I_{HT} | $0,75 \cdot I_H$ | 2,90 А | |
| | | Тормозной ток, В | $1,5 \cdot I_H$ | 5,80 А | |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | U_{01G} | - | 5 В |
| | | t_2 | U_{02G} | - | 10 В |
| | | t_3 | U_{0G} | - | 15 В |
| | U_{03} | Коэффициент торможения, K_T | 1,1 | - | |
| ЗПН | $U >$ | 2 ступень | U_{CP2} | $1,4 \cdot U_H$ | 140 В |
| | | 1 ступень | U_{CP1} | $1,2 \cdot U_H$ | 120 В |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | $I_{2СИГН}$ | $0,07 \cdot I_H$ | 0,27 А |
| | | ПО | $I_{2ПУСК}$ | $0,15 \cdot I_H$ | 0,58 А |
| | | ОТС I | $I_{2С.З.}$ | $0,44 \cdot I_H$ | 1,70 А |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | $I_{СИГН}$ | $1,07 \cdot I_H$ | 4,14 А |
| | | ПО | $I_{1ПУСК}$ | $1,1 \cdot I_H$ | 4,25 А |
| | | ОТС | $I_{1ОТС}$ | $1,224 \cdot I_{НОМ}$ | 4,73 А |
| ДЗ | $Z <$ | 1 ступень | Z_I | 0,09 | 0,18 Ом |
| | | 2 ступень | Z_{II} | 0,35 | 0,69 Ом |
| Защита ротора от перегрузки | I_p | СО | $I_{P СИГН.}$ | $1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$ | 4,63 А |
| | | ПО | $I_{P ПУСК.}$ | $1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$ | 4,76 А |
| | | Отсечка | $I_{P ПУСК.}$ | $2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$ | 9,48 А |

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

| Действие | | Отключение В/Г | Гашение полей | Останов турбины и сброс АРЗ | Пуск ПЖТ ГГ | Отключение СВ | Отключение В-110 и В-ТСН | Разгрузка по мощности | Предупредительный сигнал | |
|------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------|---------------|-----------------------------|-------------|---------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|--|
| Защиты | | | | | | | | | | |
| Наименование | Обозначение | | | | | | | | | |
| Диф. Защита продольная | $I\Delta G$ | + | + | + | + | | | | | |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | | | | | | | + | |
| | | t_2 | | | | | | + | | |
| | | t_3 | + | + | + | | | | | |
| | U_{03} | + | + | + | | | | | | |
| ЗПН | $U >$ | 1 ступень t_1 | + | + | | | | | | |
| | | 2 ступень t_2 | + | + | | | | | | |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | | | | | | | + | |
| | | ИО | + | + | | | | | | |
| | | ОТС I | t_1 | | | | + | | | |
| | | | t_2 | | | | | + | | |
| | t_3 | + | + | | | | | | | |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | | | | | | | + | |
| | | ИО | + | + | | | | | | |
| | | ОТС | 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 | + | + | | | | | | |
| | | Отсечка | + | + | | | | | | |

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия

« 13 » июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАВЛОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА.
СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ –
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И
СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ**

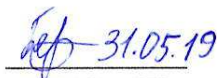
Руководитель


подпись, дата

Начальник участка
электротехнического
оборудования службы
эксплуатации Новосибирской
ГЭС

А.Х. Гисматулин
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Д.П. Белов
инициалы, фамилия

Черемушки, 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Павловской ГЭС на реке Уфа. Системы возбуждения гидрогенераторов – конструктивное исполнение, методы контроля и системы измерений».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайт 10.06.19 Е.Ю. Зашеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Александр А.Д. Машенин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тит 10.06.19 Л.В. Покотихина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. 11.06.19 Л.В. Шерков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

С.В. 11.06.19 С.В. Рижская
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

А.В. 11.06.19 В.И. Татаркин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

В.А. 13.06.19 В.А. Казарин
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

В.В. 10.06.19 В.В. Лаврова
подпись, дата инициалы, фамилия

КОНСУЛЬТАНТ

М.В. Кочетков

Нормоконтролер

М. 14.06.19 А.А. Чибриков
подпись, дата инициалы, фамилия