

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАНЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОНОЙ. КРУПНЫЕ
СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ В РАБОТЕ И
ПРИ РЕВИЗИИ
тема

Руководитель _____

Доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского филиала СФУ В.И. Татарников

подпись, дата

должность

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

М.М. Чочаев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каневской ГЭС на реке Поной. Крупные силовые трансформаторы. Контроль состояния в работе и при ревизии».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Каневской ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	10
1.1.4 Инженерно-геологические условия	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	11
2 Водно-энергетические расчёты	12
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	12
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	13
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	14
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	14
2.5 Определение типа регулирования ГЭС	15
2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф.....	15
2.7 Баланс энергии	16
2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году	16
2.9 Определение рабочих мощностей.....	17
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	18
2.11 Баланс мощностей	20
2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	20
2.13 Построение режимного поля	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	22
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	22
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	22
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	22
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	24
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	25
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	27
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	29
3.5.1 Расчёт вала на прочность	29
3.5.2 Расчёт подшипника.....	30
3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки	31
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	31
4 Электрическая часть	32

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	32
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	32
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	32
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	32
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	33
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	34
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	34
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	35
4.5	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	37
4.5.1	Расчёт исходных данных	37
4.5.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	38
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	38
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении.....	38
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей	38
4.7.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	39
4.7.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	39
4.8	Выбор параметров ОРУ	40
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	41
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	41
5.2	Перечень защит основного оборудования	41
5.3	Расчёт номинальных токов	42
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	43
5.4.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора	43
5.4.2	Продольная дифференциальная защита	45
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	48
5.4.4	Защита от повышения напряжения	50
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	51
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок.....	54
5.4.7	Дистанционная защита генератора	56
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	58
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	59
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	60
6	Компоновка сооружения и гидроузла.....	61
6.1	Назначение класса ГТС	61
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	61
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	61
6.2.1.1	Грунтовая плотина.....	61
6.2.1.2	Бетонная плотина.....	63
6.2.2	Гидравлические расчёты	63

6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	63
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	64
6.2.2.3	Проверка пропуск поворочного расчётного расхода	65
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	67
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	67
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	68
6.3	Конструирование плотины	69
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	69
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	69
6.3.3	Быки	70
6.3.4	Устои.....	70
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	70
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	70
6.4	Основные элементы плотины.....	71
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	71
6.4.1.1	Противофильтрационная завеса	71
6.4.1.2	Дренажные устройства в основании.....	71
6.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	72
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	72
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов.....	72
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	73
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	73
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления	74
6.5.1.5	Давление грунта.....	74
6.5.1.6	Волновое давление	75
6.5.2	Оценка прочности плотины	76
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	77
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	78
7	Мероприятия по охране окружающей среды.....	80
7.1	Общие сведения о районе строительства	80
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	81
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	82
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	83
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	84
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	86
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	86
8.2	Пожарная безопасность.....	87
8.3	Охрана труда	88
9	Технико-экономические показатели.....	91
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	91

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	91
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	91
9.1.3 Налоговые расходы	92
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	93
9.3 Анализ денежных потоков.....	93
9.4 Оценка инвестиционного проекта.....	93
9.4.1 Методология, исходные данные.....	93
9.4.2 Коммерческая эффективность.....	94
9.4.3 Бюджетная эффективность	95
9.5 Анализ чувствительности	95
10 Крупные силовые трансформаторы. Контроль состояния в работе и при реvisions.....	96
10.1 Назначение	96
10.2 Конструкция и устройство силовых трансформаторов	96
10.3 Классификация силовых трансформаторов	96
10.4 Компоненты трансформатора.....	97
10.5 Контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов.....	100
10.6 Осмотр и вывод в ремонт трансформаторов.....	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	110
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компонировка сооружения и гидроузла	161
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Техничко-экономические показатели	163
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Крупные силовые трансформаторы. Контроль в работе и при реvisions.....	170

Сокращенный паспорт Каневской ГЭС

1. Наименование реки..... Поной.
2. Местонахождение ГЭС..... Мурманская область.
3. Тип проектируемой установки..... ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... $175 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - б) всех турбин..... $482 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - в) максимальный с обеспеченностью: $0,5\%$ $578 \text{ м}^3/\text{с}$;
 $3,0\%$ $569 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - г) минимальный..... $60 \text{ м}^3/\text{с}$.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... годовой;
 - б) отметка: НПУ..... $68,00$;
ФПУ..... $69,00$;
УМО..... $60,63$;
 - в) объём: полный..... $5,51 \text{ км}^3$;
полезный..... $2,03 \text{ км}^3$.
6. Напор ГЭС:
 - а) максимальный..... $36,1 \text{ м}$;
 - б) расчётный..... $26,8 \text{ м}$;
 - в) минимальный..... $23,5 \text{ м}$.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность..... 114 МВт ;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... $388 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$;
 - в) число часов использования установленной мощности..... 3403 час .
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая плотина..... $120,0 \text{ м}/20,4 \text{ м}$;
 - б) станционная часть..... $114,0 \text{ м}/42,3 \text{ м}$;
 - в) левобережная грунтовая плотина..... $125,0 \text{ м}$.
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип..... водобойная плита;
 - б) число и размер пролётов..... 2 по 8 м;
 - в) общая длина..... $76,0 \text{ м}$;
 - г) максимальная высота..... $42,3 \text{ м}$.
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... русловой;
 - б) число агрегатов..... 3;
 - в) грунт в основании..... гранит;
 - г) тип спиральной камеры..... бетонная трапецеидального сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая.
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины..... ПЛ40а-В-500;
 - б) тип генератора..... СВ-720/80-44;

- в) полная мощность генератора.....44,7 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....38 МВт;
- д) частота вращения.....136,4 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТДН-63000/220-У1.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....161 мес.;
- б) себестоимость.....0,37 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....60187 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчёт за счёт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Мурманская область так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 9% от общего потребления. Потребление электроэнергии в округе в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Регион богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии.

Этот регион также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал еще не использовался.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данной работе рассмотрен проект Каневской ГЭС на реке Поной. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Каневской ГЭС.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в южной части умеренно холодный, в северной – субарктический морской, смягчённый тёплым Северо-Атлантическим течением. Средняя температура января: от -12°C до -15°C , средняя температура июля: от $+8^{\circ}\text{C}$ до $+14^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество осадков: 550 мм. В целом зима довольно мягкая для заполярья, более мягкая – на севере области. Кроме того, довольно малоснежная (за исключением горных районов).

1.1.2 Гидрологические данные

Питание реки в основном снеговое, в меньшей степени – дождевое, а также грунтовыми водами. Снеговое питание реки обуславливает невысокую минерализацию вод (не превышает 100 мг/л). Средний расход в реке составляет $175 \text{ м}^3/\text{с}$. Половодье продолжается с начала мая до конца октября. Гидрологический ряд р. Поной с 1935 по 1992 годы представлен в таблице А.1.

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

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

1.1.3 Сейсмологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2016В), расчётная сейсмическая интенсивность района расположения створа Каневской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течение 50 лет) равна 5-ти баллам по шкале MSK-64. В последнее время значительные толчки не были зафиксированы.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

Топо-геологические условия района створа достаточно благоприятные, узкая каньонообразная долина сложена прочными долеритами; в створе плотины р. Поной течёт в широтном направлении пересекая скальный массив, сложенный осадочными породами кембрия и ордовика. Тип грунта основания створа Каневской ГЭС: скальный (гранит).

Удельный вес грунта: $25,5 \text{ кН/м}^3$.
Сцепление: $c = 120 \text{ кПа}$.
Угол внутреннего трения: $\varphi = 36,5^\circ$.
Пористость: $n = 0,5$.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Район строительства Каневского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Северо-Запада, Кольское РДУ. Графики нагрузки для зимних и летних суток представлены на рисунках А.3 и А.4. Установленная мощность и среднегодовая выработка существующих ГЭС представлены в таблице А.4.

Коэффициент мощности: $K_m = 8,8$. Аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный – 3%.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Светлинская ГЭС, Князегубская ГЭС;
- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Нижне-Бурейская ГЭС, Кривопорожская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяцы – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу Б.1.

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1979 и 1954 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 294 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 52 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 1979 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1979}} = \frac{294}{299} = 0,98. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1979}} = \frac{52}{42} = 1,25. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1954 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1954}} = \frac{294}{283} = 1,04. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1954}} = \frac{52}{57} = 0,92. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1954 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой

расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 1,02$; $K_{\text{М}} = 0,92$. Результаты расчётов приведены в таблице Б.2.

Выбор расчётного средневодного года ($P = 90\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 90%: 1968 и 1951 годы. Затем вычислено значение расхода для 90% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 90% обеспеченности 242 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 90% обеспеченности 37 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 1968 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{П}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1968}} = \frac{242}{249} = 0,97. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1968}} = \frac{37}{37} = 1,01. \quad (2.7)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1951 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{П}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1951}} = \frac{242}{242} = 1,00. \quad (2.8)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1951}} = \frac{37}{40} = 0,94. \quad (2.9)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1968 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Так как среднегодовой расход уменьшился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то повышен понижающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 1,00$; $K_{\text{М}} = 1,01$. Результаты расчётов приведены в таблице Б.3.

Для наглядности в таблице Б.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке Б.1.

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки получены с помощью данных плана генерации и потребления, взятые с сайта системного оператора единой энергетической системы для зимних (декабрь) и летних суток (июнь). Используя графики суточных нагрузок построены интегральные кривые нагрузки (ИКН),

данные для построения которых представлены в таблицах Б.5 и Б.6. Суточные графики нагрузки, совмещённые с ИКН представлены в приложении Б.

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.10)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.11)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.12)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.13)$$

Результаты вычислений представлены в таблице Б.7. По результатам вычислений построены годовые графики максимальный и среднемесячных нагрузок энергосистемы. Графики представлены на рисунке Б.2.

2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Верхне-Тулумской ГЭС, данные по которой представлены в таблице А.4.

Для размещения существующих станций на ИКН, найдена среднесуточная выработка каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы.

Тогда среднесуточная выработка Верхне-Тулумской ГЭС для января–декабря равна:

$$Э_{ср.сут.}^{январь} = \frac{Э_{ср.год.}}{365} \cdot 1,2 = \frac{861,4}{365} \cdot 1,2 = 2,832 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.14)$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом. Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций $N_{уст} = 284$ МВт.

Для дальнейшего построения баланса энергии рассчитаны среднесуточные мощности для всех месяцев года. Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{Э_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000 = \frac{2,832}{24} \cdot 1000 = 118 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС приведены в таблице Б.8.

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{3,25 \cdot 10^9}{175 \cdot 31536000} = 0,59, \quad (2.16)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;

\bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 3,25 \text{ км}^3$.

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.18)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу Б.9.

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}. \quad (2.19)$$

Полученные значения сведены в таблицу Б.10.

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность: $N_{\text{изб.}} = 52$ МВт. Результаты приведены в таблице Б.11.

2.7 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС. Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК. В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке Б.3.

2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.20)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.22)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.23)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.24)$$

$$Z_{\text{ВВ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВВ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВВ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.25)$$

$$H = Z_{\text{ВВ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.26)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.27)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице Б.12, однако он не является верным, так как водохранилище наполнилось выше отметки НПУ. Следовательно, опущена линия гарантированной мощности и проведён подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице Б.13.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.9 Определение рабочих мощностей

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного пропуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.28)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.29)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.30)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.31)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.32)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полупик графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу Б.14, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках Б.7 – Б.11.

2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.33)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 1 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.34)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{нагр.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,01 = 1779 \cdot 0,01 = 18 \text{ МВт}. \quad (2.35)$$

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

$$P_{нагр.проект.ГЭС} = 1 \text{ МВт};$$

$$P_{нагр.сущ.ГЭС} = 2 \text{ МВт}.$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{нагр.сущ.ТЭС} = 15 \text{ МВт}.$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{авар.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,1 = 1779 \cdot 0,1 = 178 \text{ МВт}. \quad (2.36)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{рем.сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб.сущ.ГЭС}^I}{6} = \frac{182}{6} = 30 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

$$F_{рем.проект.ГЭС} = \frac{N_{раб.проект.ГЭС}^I}{6} = \frac{111}{6} = 19 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.38)$$

$$F_{рем.ТЭС} = \frac{N_{раб.ТЭС}^I}{6} = \frac{1486}{6} = 248 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.39)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 111 + 1 = 112 \text{ МВт.}$$

2.11 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.10 и сведены в таблицу Б.15, баланс мощностей изображен на рисунке Б.4.

2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.8.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году. Данные расчёта представлены в таблице Б.17;

2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года. Данные расчёта представлены в таблице Б.18.

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 388$ млн. кВт · ч. При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 387$ млн. кВт · ч.

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по отметкам, принятым в маловодном году ($\mathcal{E} = 388$ млн. кВт · ч).

На рисунке Б.5 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

2.13 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h. \quad (2.40)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.41)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.42)$$

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 60 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке Б.6. Результаты расчётов сведены в таблицу Б.16.

Из режимного поля определено:

- максимальный напор $H_{max} = 36,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 26,8$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 23,5$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ40а-В, ПЛ40б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице В.1.

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где Q'_{Ip} - приведённый расход в расчётной точке;

η_t - КПД натурной турбины;

η_g - КПД генератора, принимаем $\eta_g = 0,97$.

КПД натурной турбины:

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

где η_m - КПД модельной турбины;

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

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

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчётный 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; ν_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

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

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ - мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}}. \quad (3.4)$$

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

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

где n'_{I_p} - приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

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

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

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_{\text{т}}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}} \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}} \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах В.2 – В.3.

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ;

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора, в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_p D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу В.4.

Исходя из данных расчёта, для установки выбрана турбина ПЛ40а-В-500 с синхронной частотой вращения $n_{\text{синх}} = 136,4$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{\text{агр}} = 3$, так как для установки данной гидротурбины требуется меньшее её заглубление для обеспечения режима бескавитационной работы, также в данном сравнении учтено и положение зон работ на главной универсальной характеристике.

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 31,13.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{н}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos \varphi} = \frac{38,0}{0,85} = 44,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{136,4} = 44. \quad (3.17)$$

Расчётная мощность:

$$S_{\text{р}} = k S_{\text{н}} = 1,07 \cdot 44,71 = 47,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где $k = 1,07$ – коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_{\text{н}}}{2p} = \frac{44,71}{2 \cdot 22} = 1,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,02^{0,239} = 0,453 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где $A = 0,451$; $\alpha = 0,239$ – эмпирические коэффициенты, зависящие от способа охлаждения, в данном случае непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,453 \cdot 44}{3,14} = 6,34. \quad (3.21)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 6,34 \cdot 2 \cdot 136,4}{60} = 90,57 \text{ м/с}, \quad (3.22)$$

где $k_{\text{разг}} = 2$.

Предельная скорость не превышает допустимую $\vartheta = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175$ МВ · А, поэтому принято данное значение диаметра ротора.

Ориентировочно диаметр шахты принят равным внутреннему диаметру кромки статора турбины: $D_{\text{ш}} = 6,75$ м.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{\cdot y}} = \frac{8,9}{1,02^{0,105}} = 8,89, \quad (3.23)$$

где $R = 8,9$; $y = 0,105$ – коэффициенты, выбранные в соответствии со способом охлаждения.

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_{\text{синх}} D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,89 \cdot 47,84}{3,14 \cdot 136,4 \cdot 6,34^2} = 0,74 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 0,8$ м.

Конструктивное исполнение генератора уточняется отношением:

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{6,34}{0,8} = 7,93 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Так как $\frac{D_i}{l_a} > 5$, то принимается зонтичное исполнение.

Внешний диаметр вала приближённо рассчитывается по следующей формуле с дальнейшим округлением до стандартизованного числа:

$$d_{\text{в}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{агр}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{38000}{136,4}} \approx 84,90 = 80 \text{ см}. \quad (3.26)$$

Общая масса генератора приближённо:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 6,34 \cdot 0,8 = 238 \text{ т}, \quad (3.27)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 238 = 131 \text{ т.} \quad (3.28)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + 0,9 = 6,34 + 0,86 = 7,20 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-720/80-44.

Таким образом, параметры нового генератора рассчитаны приближённо и результаты расчёта представлены в таблице В.5.

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ:

$$\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,789D_1 = 1,789 \cdot 5,0 = 8,95 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 7,7 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{вх}}}{2} = \frac{7,7}{2} = 3,85 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 6,75 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вых}}}{2} = \frac{6,75}{2} = 3,375 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,4D_1 = 0,4 \cdot 5,0 = 2,00 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033D_1 = 2,00 + 0,0033 \cdot 5,0 = 2,02 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{вх}} = 4,30$ м/с.

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{\text{грп}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{38000}{9,81 \cdot 26,8 \cdot 0,911} = 156 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.33)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{156 \cdot 210}{360} = 91 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.34)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{91}{4,30} = 21,14 \text{ м}^2. \quad (3.35)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,95 - 3,85 = 5,10 \text{ м}. \quad (3.36)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.37)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{вх}} = 4,08 \text{ м}.$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.38)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.39)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2} = \frac{b_{\text{вх}} - b_0}{a_{\text{вх}}^2} = \frac{4,08 - 2,02}{5,10^2} = 0,080.$$

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.40)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.41)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.42)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i. \quad (3.43)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу В.6.

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке В.1.

План спиральной камеры построен с помощью таблицы В.7. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{\text{сп}} = 15^\circ$.

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,885D_1 = 2,885 \cdot 5,0 = 14,43 \text{ м.} \quad (3.44)$$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{156}{400} = 1,39 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 14,43 + 1,39 = 15,81 \text{ м.} \quad (3.46)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

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

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,71}{30}\right)^{0,33} = 775 \text{ мм,} \quad (3.47)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{снх}} = \frac{0,00974 \cdot 38000}{136,4} = 2,71. \quad (3.48)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 800$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{снх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 38000}{136,4 \cdot 5,0} = 44,57 \text{ кН}. \quad (3.49)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{п} = D_B + 20 = 800 + 20 = 820 \text{ мм}. \quad (3.50)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{44,57}{0,82 \cdot 0,4} = 135,90 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 339,67 \text{ кПа}, \quad (3.51)$$

где $h_{п} = 400$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{снх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 0,82}{30} = 11,71 \text{ м/с}. \quad (3.52)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{сегм} = 8$, $h_{п} = 400$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{44,57}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 18,46 \text{ кН}, \quad (3.53)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм}h_{п}} = \frac{18,46}{0,29 \cdot 0,4} = 159,27 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 50U = 585,63 \text{ кПа}, \quad (3.54)$$

$$\text{где } l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,82}{8} = 0,29 \text{ м.}$$

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

По номограмме [5, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора $H = 40,0$ м и диаметра $D_1 = 5,0$ м: МНУ 6,3/1-40-8-2,

где 6,3 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

8 – вместительность сливного бака, м^3 ;

2 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-100-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

100 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

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

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-720/80-44. Данные гидрогенератора представлены в таблице Г.1.

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает с себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть высшего напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключённой на ответвлении от генератора, т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{38 - 0,01 \cdot 114}{0,85} = 43,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбран трансформатор [42, таблица 5.22] ТДН-63000/220-У1 с РПН и системой охлаждения вида «Д», предназначен для работы в блоке с генератором. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице Г.2.

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [42, таблица 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ ч – время плановых простоев блока [42, таблица 6.7];

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [42, таблица 6.4];

$T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ [42, таблица 6.6].

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,082 \cdot 8728,5 = 715,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}} = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,30}{1} \cdot \left(\frac{43,4}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 341,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

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

$\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 715,78 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} + 341,84 \cdot 1,1 \cdot 10^{-2} = 10,20 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 10,20 = 30,61 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 3$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{38 - 0,01 \cdot 114}{0,85} = 86,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По таблице 5.22 [42] выбран силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначен для работы в блоке с генератором ТДЦ-100000/220-УХЛ1. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8442 = 610,89 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где $t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8442 \text{ ч}$.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{K}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,46}{1} \cdot \left(\frac{86,7}{100} \right)^2 \cdot 2405 = 416,08 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2 = 610,89 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} + 416,08 \cdot 1,1 \cdot 10^{-2} = 10,07 \text{ тыс. руб./год}.$$

$$I_2 = n \cdot I_{(1)} = 2 \cdot 10,07 = 20,15 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.10)$$

где $n = 2$ – количество блоков.

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{38}{0,85} = 1341 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.12)$$

По каталогу «СВЭЛ» [22], выбран трансформатор собственных нужд ТС-2000/10 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице Г.4.

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\text{Г}} \cdot n_{\text{Г}} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(38 \cdot 3 - 1,14) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 1,82 \approx 2, \quad (4.13)$$

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

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{114 - 1,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 174 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 174 \cdot 1 \cdot 1,05 = 183 \text{ А,} \quad (4.15)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{183}{1,1} = 166 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм² – нормированная плотность тока.

По величине сечения провода выбран провод АС-240/32, которому соответствуют следующие характеристики [42, таблица 3.15].

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{114 - 1,14}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 348 \text{ А.} \quad (4.17)$$

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

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и ОРУ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 4 квартал 2021 года, цены на оборудование представлены в таблице Г.5.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{ОРУ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек ОРУ;
 $K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость одной ячейки ОРУ.

$$K_1 = 3 \cdot 80 + 3 \cdot 24 + 7 \cdot 78 = 856421 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{ОРУ}}, \quad (4.19)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 6$ – количество ячеек ОРУ;
 $K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость одной ячейки ОРУ.

$$K_2 = 2 \cdot 126 + 3 \cdot 24 + 6 \cdot 78 = 729349 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 856421 + 30,61 = 128494 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 729349 + 20,15 = 109422 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{128494 - 109422}{128494} \cdot 100\% = 14,8\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Каневской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью. Так как проектируемая ГЭС имеет мощность 114 МВт, а также должна иметь возможность подключения цифровых устройств, целесообразно применить ОРУ. Принята следующая схема распределительного устройства, в соответствии с [19]: схема с двумя рабочими и обходной системами шин.

4.5 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.5.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{44,7} = 0,493 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*} \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 96,55 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 100 = 43,50 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{230} = 0,046. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{Г} = \frac{x_{*Г}}{T_{а,Г} \cdot \omega} = \frac{0,493}{0,045 \cdot 314} = 0,035 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{С} = \frac{x_{*С}}{T_{а,С} \cdot \omega} = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 100 = 11,80 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{300 \cdot 230^2}{63^2} = 4,00 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке Г.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке Г.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке Г.5 представлены исходные данные по генераторам.

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

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 2,46 = 2,58 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max (РУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном(-5\%)}} = \frac{44,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,12 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{134,8 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,17 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{134,8 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,333 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.38)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.39)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.40)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» [22] для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-10-63/4000 и разъединитель РВРЗ-10/4000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.7.

4.7.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТШЛ-10 кВ марки АО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». Каталожные данные представлены в таблице Г.8.

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10 марки ЗАО «ГК Электрощит». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице Г.9.

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-10 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

4.7.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

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

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

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

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

4.8 Выбор параметров ОРУ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.11. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице Г.12.

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице Г.11.

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице Г.13.

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

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Каневской ГЭС.

5.2 Перечень защит основного оборудования

Защиты гидрогенератора СВ-720/80–44:

- 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 на силовом трансформаторе блока ТДН 63000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

- Защита от перегрева трансформатора.
- Защиты на трансформаторе собственных нужд ТСЗ-2000/10-УЗ:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- Защиты на выпрямительном трансформаторе ТСЗП:
- Максимальная токовая защита;
 - Токовая отсечка.

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{44700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,46 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 2458}{3000/5} = 4,10 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{\text{д.д.}} = 1,1 \cdot 1100 = 1210 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Данные выбранной системы возбуждения гидрогенератора представлена в таблице Д.4, данные выпрямительного трансформатора в таблице Д.5.

Проверка выбранного трансформатора на перегрузочную способность, для этого определена кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$I_{\text{те.ном}}^{(1)} = \frac{S_{\text{те ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном вент}}} \frac{1342}{0,475 \cdot \sqrt{3}} = 1632 \text{ А.} \quad (5.4)$$

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}} \frac{2340 \cdot 0,816}{1632} = 1,17, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{ф}}$ – ток форсировки, равный 2340 А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{\text{н ТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1632 А.

По данным перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице Д.6, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать более 60 минут.

Номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{Т.НОМ}^{(1)} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,9 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{Т.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{73,9}{200/5} = 1,85 \text{ А.} \quad (5.7)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{р.НОМ}^{(2)} = \frac{I_{р.НОМ}^{(1)} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ} \cdot k_{ТП}} = \frac{1100 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5} \cdot 0,475} = 1,06 \text{ А,} \quad (5.8)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{р.НОМ}^{(1)}$ - номинальный ток ротора, паспортное значение, 1100 А;

$k_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{ТП}$ - коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора

Определяются токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора, точка К1. Схема представлена на рисунке Д.1:

$$I_{К1}^{(3)} = \frac{E_{г''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г.НОМ} = \frac{1,08}{0,2} \cdot 2458 = 13273 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13273 = 11495 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{T,НОМ}^{(1)}}{u_{k\%}} \cdot 100\% = \frac{73,9}{7,5} \cdot 100\% = 987 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 987 = 855 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 2,5-кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5.

Определяется минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{сх} \cdot I_{р\text{ ном}}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1100}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 3,83 \text{ А,} \quad (5.13)$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,2;

k_ϕ – коэффициент форсировки, 2,5;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока;

$I_{р\text{ ном}}$ – номинальное значение тока ротора (паспортное значение);

k_B – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{ТП}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

В относительных единицах:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{Т,НОМ}^{(2)}} = \frac{3,83}{1,85} = 2,07 \text{ о. е.} \quad (5.14)$$

Таким образом, принимается уставка срабатывания МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ}^* = 2,07 \text{ о. е.}$$

Определяется чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{МТЗ}} = \frac{855}{\frac{200}{5} \cdot 3,83} = 5,58 > 1,5. \quad (5.15)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяется минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{К2}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1,4 \cdot 987}{200/5} = 34,55 \text{ А,} \quad (5.16)$$

где $k_{\text{н}}$ – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}^{(1)}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{5 \cdot 74}{200/5} = 9,25 \text{ А.} \quad (5.17)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна:

$$I_{\text{ср.ТО}} = 34,55 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{ср.ТО}}^* = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{Т.НОМ}}^{(2)}} = \frac{34,55}{1,85} = 18,68 \text{ о.е.} \quad (5.18)$$

Определяется коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{11495}{200/5 \cdot 34,55} = 8,32 > 2. \quad (5.19)$$

5.4.2 Продольная дифференциальная защита

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{Г}}^{(1)} = 2458 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{\text{ТТ}} = 3000/5 \text{ А.}$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2458 = 122,9 \text{ А}, \quad (5.20)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент одностипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 122,9 = 245,8 \text{ А}; \quad (5.21)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{CP.0} \geq I_{K2}^{(3)} \cdot K_H \cdot 987 \cdot 1,1 = 1085,7 \text{ А}, \quad (5.22)$$

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

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{CP.0} \geq 1085,7 \text{ А}.$$

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0} \cdot 1085,7}{k_{ТТ} \cdot 3000/5} = 1,81 \text{ А}. \quad (5.23)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)} \cdot 1,81}{I_{\Gamma}^{(2)} \cdot 4,10} = 0,44 \text{ о. е.}, \quad (5.24)$$

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 4,10 \text{ А}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.

Принимается уставка кратной 0,05 о.е., следовательно:

$$I_{CP.0}^* = 0,45 \text{ о. е.}$$

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(max)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{СКВ.max}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13745 = 1375 \text{ А}, \quad (5.25)$$

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

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

$$I_{\text{СКВ.max}} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{1,12}{0,20} \cdot 2458 = 13745 \text{ А}, \quad (5.26)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.27)$$

где $\sin\varphi_{\Gamma} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{\Gamma})^2} = 0,53$.

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,2)^2} = 1,12 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(max)}} \cdot K_{\text{отс}}}{I_{\text{T}}} \frac{1375 \cdot 2}{12815} = 0,21, \quad (5.28)$$

где $K_{\text{отс}} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_{T} – ток торможения в рассматриваемом режиме.

$$I_{\text{T}} = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.29)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ - угол между векторами токов плеч защиты.

$$I_{\text{T}} = \sqrt{13745 \cdot (13745 - 1375) \cdot \cos 15^\circ} = 12815 \text{ А}.$$

Принимается уставка $K_{\text{T}} = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}^*}{K_T} = \frac{0,45}{0,5} = 0,9 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

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

$$B \geq I_{HT}. \quad (5.31)$$

Принимается типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом значении условие выполняется). На рисунке Д.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка. Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ или АХ:

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 2 \cdot 2458 = 4916 \text{ А}, \quad (5.32)$$

где $k_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки.

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

5.4.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.33)$$

где C_T – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{В.Г}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ/фазу.}$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.34)$$

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

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 44,264 \text{ кВ.} \quad (5.35)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 44,264 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 271,8 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А,} \quad (5.36)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314 \text{ рад/с.}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ эл.ст}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 271,8}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}} = 6,5 \text{ В,} \quad (5.37)$$

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

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

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

Принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой 7 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей

гидрогенератора и выключателя, остановка турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,313. \quad (5.38)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % 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.

5.4.4 Защита от повышения напряжения

1) Первая ступень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода.

Уставка $U1>$ рассчитывается как:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120, \quad (5.39)$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

2) Вторая ступень защиты $U2>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,5 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,5 \cdot 10500}{10500/100} = 150 \text{ В}. \quad (5.40)$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

5.4.5 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. Базовый ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{2458 \cdot 1}{3000/5} = 4,10 \text{ А.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{н}}}, \quad (5.42)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
 $I_{\text{н}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2}, \quad (5.43)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принимается уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}}$.

$$I_{2\text{сигн}} = I_{2\text{дл.доп.}} = 0,07 \cdot 4,10 = 0,29 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{сигн}} = I_{2\text{дл.доп.}} = \frac{0,07 \cdot I_{\text{н}}}{I_{\text{баз}}} = 0,07 \text{ о. е.}$$

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 $t_{\text{макс}} = 700 \text{ с.}$

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.44)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = I_{*2}/K_H = 0,21/1,2 = 0,18, \quad (5.45)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H; \quad (5.46)$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot 2458 = 442 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{0,18 \cdot I_H}{I_{\text{баз}}} = 0,18 \text{ о. е.}$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.} \quad (5.47)$$

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_{*2})^2}; \quad (5.48)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.49)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице Д.7. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий представлена на рисунке Д.4.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя (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: по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.50)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ А.} \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}} I_{\text{баз2}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ А.} \quad (5.52)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{44,7} \cdot \frac{63}{10,5^2} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (5.53)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{63}{230^2} = 0,12 \text{ о. е.} \quad (5.54)$$

$$X_{\text{2.баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,21 \cdot \frac{230^2}{44,7} \cdot \frac{63}{230^2} = 0,30 \text{ о. е.} \quad (5.55)$$

$$I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*} = \frac{1}{0,28+0,12} = 2,5 \text{ о. е.} \quad (5.56)$$

$$I_{\text{2.кз.}}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot 2,5 = 1,25 \text{ о. е.} \quad (5.57)$$

В именованных единицах:

$$I_{\text{2}}^{*(2)\text{нн}} = I_{\text{2.кз.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз1}} = 1,25 \cdot 3464 = 4330 \text{ А.} \quad (5.58)$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НН}}^{*(2)} \cdot 2}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{4330}{4000/5} = 5,41 \text{ А.} \quad (5.59)$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{5,41}{1,2} = 4,51 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = \frac{I_{2 \text{ с.з.}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{4,51}{4,33} = 1,04 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

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

5.4.6 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. Базовый ток:

$$I_{\text{НГ баз}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2458 \cdot 1}{3000/5} = 4,10 \text{ А.} \quad (5.61)$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot 4,10 = 4,39 \text{ А,} \quad (5.62)$$

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

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

В относительных единицах:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,07 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot 4,10 = 4,51 \text{ А.} \quad (5.63)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,1 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,1 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице Д.8. Согласно рекомендации завода-изготовителя ЭКРА:

$$t_{\text{max}} = 3600 \text{ с.}, t_{\text{min}} = 5 \text{ с.}$$

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке Д.5. 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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = \frac{1,5 \cdot 4,10}{0,98} = 6,28. \quad (5.64)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,531 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,531 \text{ о. е.}$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.65)$$

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

5.4.7 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 96,56 + \frac{0,8}{2} \cdot 43,5 = 94,65 \text{ Ом}, \quad (5.66)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, 96,56 Ом.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{44,7}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{44,7}{230^2} \cdot 43,5 = 0,080 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,080 \cdot 2,47 = 0,197 \text{ Ом}, \quad (5.67)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{44,7} = 2,47$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,197 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,1. \quad (5.68)$$

Принимается уставка $Z_1 = 1,1$ Ом.

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

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

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2458} = 2,47 \text{ Ом}, \quad (5.69)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,47 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 14,09 \text{ Ом}. \quad (5.70)$$

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 $0,95 \cdot U_{\text{H}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,83 - 0,95}{0,9} = 3,01 \text{ А}, \quad (5.71)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.72)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,3579. \quad (5.73)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.} \quad (5.74)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,345 \cdot \frac{10,5^2}{44,7} = 0,852 \text{ Ом.} \quad (5.75)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{\text{СЗ.II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,852 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,87 \text{ Ом.} \quad (5.76)$$

Принимается уставка $Z_2 = 4,87 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,17 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,73 \text{ Ом}$. Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 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 Д.6.

5.4.8 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. Ток ротора:

$$I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}} = \frac{1100 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 1,02 \text{ А.} \quad (5.77)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{НОМ Р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1100 А;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_{\text{Б}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = \frac{1,05 \cdot 1,02}{0,98} = 1,09 \text{ А.} \quad (5.78)$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{1,07 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = \frac{1,1 \cdot 1,09}{0,98} = 1,22 \text{ А.} \quad (5.79)$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 1,12 \text{ о. е.}$$

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

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

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,5 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = \frac{2,5 \cdot 1,09}{0,98} = 2,78 \text{ А.} \quad (5.80)$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,551 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 2,551 \text{ о. е.}$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

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

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах Д.10 – Д.11 соответственно.

6 Компонировка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $68,00 - 30,00 = 38,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 114 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены составит менее 2000. В соответствии с таблицей 1.4 [32] назначен IV класс ГТС.

Итог: назначен III класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 68,00 + 1,32 \approx 69,32 = 69,40, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,82 + 0,001 + 0,5 = 1,32, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [33]. Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 1280}{9,81 \cdot 17,5} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, Приложение Б];

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

$L = 1280$ м – длина разгона волны;

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

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

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{68,00 - 30,00}{2} = 19,0 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1280}{10^2} = 125,57. \quad (6.5)$$

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

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

Из графика [33, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры ниже.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 125,57: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,020; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 21190: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,100; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,7 \frac{V_w}{g} = 1,7 \cdot \frac{10}{9,81} = 1,73 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = 0,0142 \frac{V_w^2}{g} = 0,020 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,20 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,73^2}{2 \cdot 3,14} = 4,69 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $19,0 > 4,69 \cdot 0,5 = 2,34$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,20 \cdot 2,09 = 0,43 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [33, Приложение А, рис. А.2].

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,95 \cdot 0,43 = 0,82 \text{ м,} \quad (6.11)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [33, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по [33, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 1,95$ – коэффициент, принимаемый по графикам [33, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{4,69}{0,43} = 11,00$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 68,00 + 0,43 + 0,001 + 0,5 \approx \\ &\approx 68,93 = 69,00, \end{aligned} \quad (6.12)$$

где $a = 0,5$ м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок Е.1). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 3 %, поверочный – 0,5 %.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 569$ м³/с отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 38,02$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 678$ м³/с отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 39,00$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 68,00 - 38,02 = 29,98 \text{ м.} \quad (6.13)$$

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

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (29,98 - 0,38) \cdot 0,911} = 144 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

Согласно СП [34] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} \cdot m = 144 \cdot 2 = 288 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.15)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.16)$$

где $Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(2,03 + 1,07) \cdot 10^9}{18144000} = 171 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 569 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 569 - 288 - 171 = 110 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{110}{50,1} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.17)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 40,1 = 50,1 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.18)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 8,02 = 40,1 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

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

$h_{\text{НБ}} = 8,02 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $b = 8 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования (в соответствии со стандартным рядом, минимальная ширина пролёта равна 8 м);

$n = 2$ – число пролётов (принято 2 пролёта исходя из безопасности ГТС, в случае отказа работы одного из затворов во время пропуска половодья).

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала

без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{110}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,16 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [35, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{110}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 2,20 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [34, раздел 6-3];

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{2,16}{8} = 0,95; \quad (6.23)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 2,20 - \frac{1,1 \cdot 0,15^2}{2 \cdot 9,81} = 2,20 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{110}{(58,00 - 30,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,15 \text{ м/с};$

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

$B = 16 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 68,00 - 4,0 = 64,00, \quad (6.25)$$

где $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.24) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 69,00 - 39,00 = 30,0 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (30,0 - 0,38) \cdot 0,911} = 144 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.27)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 144 \cdot 2 = 288 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.28)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.29)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 678 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 678 - 288 - 171 = 219 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{219}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,41 \text{ м,} \quad (6.30)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{219}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,53 \text{ м,} \quad (6.31)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,41}{8} = 0,95; \quad (6.32)$$

$b = 8$ – ширина пролёта;

$n = 2$ – число пролётов;

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 3,57 - \frac{1,1 \cdot 0,30^2}{2 \cdot 9,81} = 3,52 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{219}{(69,00-30,00) \cdot (16+(2-1) \cdot 3)} = 0,30 \text{ м/с};$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 64,00 + 3,52 = 67,52. \quad (6.34)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 69,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рисунок Е.2) использована таблица 6-12 [35]. Координаты для построения (таблица Е.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 4,0 \text{ м}$.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 11 м, определённым по таблице 6-14 [35].

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 64,00 + 1,6 \cdot 4 = 70,40. \quad (6.35)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}] = \nabla\text{ГГП} = 70,40. \quad (6.36)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 68,00 - 30,00 = 38 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_{\text{Б}})^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 110^2}{(16 + 2 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 1,42 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.39)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_{\text{Б}} \cdot (n-1)} = \frac{110}{16 + 3 \cdot (2-1)} = 5,79 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

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

$$h'_c = \frac{5,79}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 0)}} = 0,22 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{5,79}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 0,22)}} = 0,22 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,22}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (1,42/0,22)^3} - 1 \right] = 4,89 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Так как $h''_c = 4,89 \text{ м} > h_{нб} = 8,02 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 25,86 \cdot \sqrt{0,22} = 1,85 \text{ м,} \quad (6.41)$$

где $v_c = \frac{Q_{\text{осн макс расч}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{110}{0,22 \cdot (16 + 3 \cdot (2-1))} = 25,86 \text{ м/с.}$

Принимаем толщину плиты водобоя 1,9 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{пр} = 0,85 \cdot 22,69 = 19,28 \text{ м,} \quad (6.42)$$

где $l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,89 - 0,22) = 22,69 \text{ м.}$

Принимается длина водобоя 20 м.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,0 \text{ м.}$

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 2,0 = 3,5 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 3,5 = 31,00 + 3,5 + 3,5 = 38,00. \quad (6.45)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{68,00 - 60,63}{2} - 38,00 = 26,32 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu\omega\sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,32} = 128,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.47)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,07 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{вв}}} = \frac{171}{128,5} = 1,33. \quad (6.48)$$

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

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальных плит, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 68,00 - 28,10 = 39,9 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - \delta_{\text{в}} = 30,00 - 1,9 = 28,10. \quad (6.50)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 39,9 = 27,9 \text{ м}. \quad (6.51)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины. Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 11 м.

6.3.3 Быки

Быки служат опорами затворов, на них размещаются подъёмные механизмы затворов и строения, прикрывающие эти механизмы, они должны выполнять роль ребер жёсткости. Именно быки сопротивляются главным растягивающим напряжениям на сооружение нагрузок в направлении вдоль потока. Форма и толщина быков зависят от ряда факторов: технологических требований размещения пазов затворов, подкрановых путей, расположения выходов из галерей тела плотины и др. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина быка составляет 3 м.

6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 70 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}} = \frac{29,98 \cdot 1,15}{25} = 1,38 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где $H_d = 29,98$ м – напор над расчётным сечением;

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

$I_{кр.г} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимается $a_{др} = 2,0$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 10-15 м.

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 31,00$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 46,00; 56,00$ и размеры галерей, соответственно, $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят следующие основные элементы: водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, цементационная завеса, дренажи в теле плотины и в основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_z \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{14,56 \cdot 1,15}{15} = 1,1 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\Delta H = 14,56$ м – потеря напора на завесе;

$J_{\text{кр.г}} = 15$ – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [34].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_z = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 27,9 = 2,9 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $B_n = 27,9$ м – ширина подошвы плотины;

Глубина цементационной завесы принимают равной

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 36,39 = 18,2 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 68,00 - 31,61 = 36,39$ м.

Принимается глубина цементационной завесы 18,2 м.

6.4.1.2 Дренажные устройства в основании

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цементной завесы на 6 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 18,2 = 9,1 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где $h_{зав} = 18,2$ м – глубина цементационной завесы

Принимается глубина дренажа 9,1 м.

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

6.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

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

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 627,91 \text{ м}^2$, $S_б = 818,25 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{627,91 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 10571,66 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_б$ – толщина быка;

$\rho_б$ – плотность бетона (класс бетона В10).

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{818,25 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 3} = 5254,03 \text{ кН/м}. \quad (6.58)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.59)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (69,00 - 64,00 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2. \quad (6.60)$$

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

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{157,47}{8+3} = 14,32 \text{ кН/м.} \quad (6.61)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39,9^2}{2} = 7808,81 \text{ кН/м,} \quad (6.62)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 68,00 - 28,10 = 39,9 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,51^2}{2} = 60,43 \text{ кН/м,} \quad (6.63)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 31,61 - 28,10 = 3,51 \text{ м.}$

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

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,97 = 68,33 \text{ кН/м,} \quad (6.64)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 6,97 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,51 = 34,43 \text{ кН,} \quad (6.65)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 31,61 - 28,10 = 3,51 \text{ м.}$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 98,03 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 961,72 \text{ кН/м,} \quad (6.66)$$

где $S_{\text{ЭП}} = h_1 \cdot B_n = 3,51 \cdot 27,9 = 98,03 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

По СП [8] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок. Геометрические параметры эпюры фильтрации. Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 68,00 - 31,61 = 36,39 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Для плотин III класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.68)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.69)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 36,39 = 14,56 \text{ м.} \quad (6.70)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 36,39 = 5,46 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 180,71 \text{ м}^2.$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 180,71 = 1772,78 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

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

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2 \text{ м}$;

$\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

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

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.75)$$

где c – сцепление грунта, 120 кН/м².

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -115,89 \text{ кН/м}^2.$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,60 \text{ кН/м}^3. \quad (6.76)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта равный 25,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,5;

γ_w – удельный вес воды, 9,81 кН/м³.

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

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.77)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -100,19 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-115,89 - 100,19}{2} \cdot 3 = -324,12 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет. Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа отсутствует.

6.5.1.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.79)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,43 \cdot \left(\frac{4,69}{3,14} + \frac{0,12}{2} \right) = 3,25 \text{ кН/м}.$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,43^2}{4,69} = 0,12 \text{ м.} \quad (6.80)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,69}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,43 = 0,59 \text{ м.} \quad (6.81)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины. Для удобства расчётов составлена таблица Е.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [34]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам.

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{18021,12}{27,9} + \frac{6 \cdot 33331,98}{27,9^2} = -388,85 \text{ кН/м}^2, \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -388,85 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 39,9 \cdot (1 - 0^2) = -391,42 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 68,00 - 28,10 = 39,9 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 39,9 + (-388,85)) \cdot 0 = 0. \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^u = -388,85 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 39,9 \cdot 0^2 = -388,85 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 39,9 = -391,42 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{18021,12}{27,9} - \frac{6 \cdot 33331,98}{27,9^2} = -901,60 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^t = -901,60 \cdot 0,47^2 - 9,81 \cdot 3,51 \cdot (1 - 0,47^2) = -222,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 31,61 - 28,10 = 3,51 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 25^\circ = 0,47, \quad (6.89)$$

где $\alpha_2 = 25^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.90)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,51 - 901,60) \cdot 0,47 = 404,36 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^t = -901,60 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 3,51 \cdot 0,47^2 = -1090,15 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 3,51 = -34,43 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице Е.3.

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию для класса В10;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы [37, таблица 6];

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-1090,15| \leq 0,95 \cdot 7,5.$$

$$1,25 \text{ кН/м}^2 \leq 7,12 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.94)$$

$$-388,85 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.95)$$

$$388,85 \text{ кПа} \geq 97,85 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.96)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы [37];

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.97)$$

где $\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;
 $\omega = 27,9$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (10214,08 + 4991,33 + 12,88 - 1772,78 - 961,72 + 68,33) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 120 \cdot 27,9 = 12639,68 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}. \quad (6.98)$$

$$F = 7808,81 - 60,43 + 3,25 + 12,88 + 0 = 7763,39 \text{ кН.}$$

$$\frac{12639,68 \cdot 0,95}{7763,39 \cdot 1,0} = 1,55 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Поной – река в Европейской части России, на Кольском полуострове, в Мурманской области. Название реки происходит от саамского слова «пъенной» – «собачья река».

Протекает по Ловозёрской тундре. Климат бассейна характеризуется относительно тёплой зимой и прохладным летом. Средняя температура воздуха зимой составляет от -13°C до -20°C . Июль – обычно самый жаркий месяц лета (от $+12^{\circ}\text{C}$ до $+28^{\circ}\text{C}$). Погода переменчива и непредсказуема из-за влияния двух морей и тёплых морских течений. В бассейне ежегодно выпадает около 550 мм осадков, на побережье – 600 мм; их внутригодовое распределение неравномерно. Более 60% осадков выпадает в тёплую часть года.

Мутность воды мала. Минерализация не превышает 100 мг/л. Вода мягкая. Для реки характерно повышенное содержание в воде ионов железа, меди и органических веществ. Максимальное содержание железа наблюдается в периоды зимней и летней межени; повышенное содержание органических веществ – в период весеннего половодья.

Река в верхнем течении используется для сплава. Славится рыбными ресурсами. Промысел лосося (сёмги) существует здесь с XVI в. В настоящее время развито любительское рыболовство: сёмга, щука, окунь, кумжа, сиг, язь, горбуша. Для рыбаков организованы рыболовные базы. Населённые пункты на реке: Краснощелье, Каневка.

Основными источниками загрязнения р. Поной в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (3–5 ПДК), медь (3–35 ПДК), на участке Каневка – Корабельное постоянно отмечается повышенное содержание органических веществ, нефтепродуктов и общего железа (до 3 ПДК). Особенно высокие концентрации меди фиксируются в районах Корабельное (до 90 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 4,6 до 8,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2019 г. составила около 25 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Поной достигает 2 м.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Каневского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Поной на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Поной необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Каневской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Каневского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;

- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных объектах;

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;
- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{703872 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 31675 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (703872 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{100 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (100 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом, в результате строительства будет образовано 31675 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 2 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Каневского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды р. Поной от сбросов Каневской ГЭС ниже по течению реки.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для

обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;
- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;
- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Каневской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Ответственность за безопасность гидротехнического сооружения несёт собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Каневской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (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 вышеизложенного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

8.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России, Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Закон № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДН-63000/220–У1, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое 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 оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по

которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Каневской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС (рабочие в соответствии с функциональными обязанностями в объеме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии; специалисты и руководители в соответствии с функциональными обязанностями в объеме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчиненного персонала в объеме требований норм, правил и инструкций для рабочих мест подчиненного персонала) должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- пожарно-технический минимум;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных местах на территории энергообъекта. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-720/80-44 мощностью 38 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

8.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию,

Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений Каневской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Каневской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учёте несчастных случаев на производстве.

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными

средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час, данные представлены в таблице Ж.1.

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании документа «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. от 16.01.2017 №9.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;

- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,084%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице Ж.2.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице Ж.3.

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице Ж.4.

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для р. Поной составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице Ж.5.

Из таблицы Ж.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу снижаются за счет ежегодного уменьшения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке Ж.1.

В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;
- Общестанционные и прочие расходы – на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;

- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт · ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за исследуемый период приведены в таблице Ж.6. Структура налогов представлена на рисунке Ж.2. Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль. Это связано с ростом цен на электроэнергию.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Каневской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице Ж.7. На рисунке Ж.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования. Чистая прибыль по проекту, без скачков, начинается с 2033 года реализации проекта. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке Ж.3.

9.3 Анализ денежных потоков

На рисунке Ж.7 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Из графика видно, что проект окупается после проведения всех этапов строительства и ввода всего оборудования. Провисание графика (ориентированность в отрицательную сторону) связана с высокими капиталовложениями на покупку и ввод оборудования.

9.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

9.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости 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», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Каневской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.

3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице Ж.8.

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,11$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход.

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости доходит до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 161 месяцев или 13,4 лет.

9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице Ж.9.

Как видно из таблицы Ж.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

9.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- объёма инвестиций;
- цены сбыта;
- ставки дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций в рассматриваемый проект представлено на рисунке Ж.4.

Из рисунка Ж.4 можно сделать вывод, чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта в рассматриваемом проекте представлено на рисунке Ж.5.

По данному графику (рисунок Ж.5) можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования в рассматриваемом проекте представлено на рисунке Ж.6.

По данному графику (рисунок Ж.6) можно сделать вывод, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход. При превышении ставки дисконтирования 13% проект неэффективен.

10 Крупные силовые трансформаторы. Контроль состояния в работе и при ревизии

10.1 Назначение

Силовой трансформатор – электротехническое устройство в сетях электроснабжения двумя или более обмотками, который посредством электромагнитной индукции преобразует одну величину переменного напряжения и тока в другую величину переменного напряжения и тока, той же частоты без изменения её передаваемой мощности. Их назначение – передача мощности внутри несогласованной электрической цепи между ее различными схемами. Трехфазный трансформатор представлен на рисунке И.1.

10.2 Конструкция и устройство силовых трансформаторов

Основной частью каждого силового трансформатора является его сердечник с несколькими обмотками, изготовленный из ферромагнитного материала. Как правило, это тонкие листы специального трансформаторного железа, обладающего магнитомягкими свойствами. Магнитопровод трансформатора представлен на рисунке И.2.

Листы укладываются таким образом, чтобы форма стержней под обмотками в сечении была приближенной к кругу.

Для повышения КПД устройства и снижения потерь, целые листы перекрывают стыки между отдельно взятыми пластинами.

Трансформаторная обмотка выполняется, как правило, из медного провода с прямоугольным или круглым сечением, а также выполняется из алюминиевого провода. Каждый виток изолирован от самого магнитопровода, а также от соседних витков. Плотность тока в медных обмотках масляных трансформаторов находится в пределах 2-4,5 А/мм², а в сухих трансформаторах 1,2-3,0 А/мм². Верхние пределы относятся к более мощным трансформаторам. В алюминиевых обмотках плотность тока на 40-45% меньше. Для изготовления обмоток применяются круглые провода сечением 0,02-10 мм² и прямоугольные сечением 6-60 мм². Во многих случаях витки и катушки обмоток наматываются из определенного числа параллельных проводников. Основные элементы трансформатора представлены на рисунке И.3.

10.3 Классификация силовых трансформаторов

Трансформаторы разделяются по способу охлаждения на масляные и сухие, с дутьевым и водомасляным охлаждением. По исполнению – для внутренней и наружной установок. Также трансформаторы разделяются на герметичные и уплотненные. По числу фаз трансформаторы бывают: однофазными, трехфазными, многофазными. По числу обмоток: двухобмоточные, трёхобмоточные и многообмоточные.

По принципу действия: понижающие и повышающие.

По назначению: силовые, измерительные и специальные.

Сухие (без масла) трансформаторы выпускаются мощностью до 1600 кВ·А и напряжением до 15, 75 кВ с естественным охлаждением. Достоинством сухих трансформаторов является их пожаробезопасность.

Для масляных трансформаторов с естественным масляным охлаждением, используемых в закрытых помещениях, обеспечивается непрерывная вентиляция для отвода нагретого и доступа холодного воздуха.

Основными параметрами трансформаторов являются: номинальные напряжения обмоток, номинальная мощность, номинальный ток и номинальная нагрузка обмоток.

Обмотки первичного и вторичного напряжения трехфазных двухобмоточных трансформаторов соединяют по схемам звезда-звезда или звезда-треугольник.

В зависимости от класса напряжения и полной потребляемой мощности, силовые трансформаторы условно делятся на следующие категории по мощности:

- до 100 кВ·А, до 35кВ;
- 100 – 1000 кВ·А, до 35кВ;
- 1000 – 6300 кВ·А, до 35кВ
- более 6300кВА, до 35кВ;
- до 32 000 кВ·А, 35 – 110 кВ.

10.4 Компоненты трансформатора

Силовые вводы трансформатора – устройства, через которые подается нагрузка. Могут быть расположены внутри изделия или снаружи. Вводы изолированы различными специальными материалами, отличаются по типу изоляции и конструкции. Силовые вводы трансформатора представлены на рисунке И.4.

Охладители. Охлаждающее оборудование забирает горячее масло в верхней части бака и возвращает охлаждённое масло в нижнюю боковую часть. Охлаждающий агрегат имеет вид двух масляных контуров с непрямым взаимодействием, один внутренний и один внешний контур. Внутренний контур переносит энергию от нагреваемых поверхностей к маслу. Во внешнем контуре масло переносит тепло к вторичной охлаждающей среде. Трансформаторы обычно охлаждаются атмосферным воздухом.

Виды охладителей.

Радиаторы, бывают разных типов. В основном они представляют собой множество плоских каналов в пластинах с торцевым сварным швом, которые соединяют верхний и нижний коллекторы.

Гофрированный бак является одновременно и баком, и охлаждающей поверхностью для распределительных трансформаторов малой и средней мощности. Такой бак имеет крышку, гофрированные стенки бака и нижнюю коробку.

Вентиляторы. Для больших узлов возможно использование подвесных вентиляторов под радиаторами или сбоку от них для обеспечения принудительного движения воздуха и естественного масляного и принудительного воздушного охлаждения. Это может увеличить нагрузочную способность трансформаторов примерно на 25 %.

Теплообменники с принудительной циркуляцией масла, воздуха. В больших трансформаторах отведение тепла при помощи естественной циркуляции через радиаторы требует много места. Потребность в пространстве для компактных охладителей намного ниже, чем для простых радиаторных батарей. С точки зрения экономии места может оказаться выгодным использовать компактные охладители со значительным аэродинамическим сопротивлением, что требует применения принудительной циркуляции масла с помощью насоса и мощных вентиляторов для нагнетания воздуха.

Масловодяные охладители, как правило, представляют собой цилиндрические трубчатые теплообменники со съёмными трубками. Такие теплообменники очень распространены и представляют собой классическую технологию. Они имеют разнообразное применение в промышленности. Более современные конструкции, например, плоские теплообменники мембранного типа, ещё не вошли в практику.

Регуляторы выходного напряжения – устройства, предназначенные для изменения коэффициента трансформации. Могут срабатывать как под действием определенной нагрузки, так и без нее (в зависимости от конструкции). По сути, регуляторы добавляют, либо уменьшают количество витков.

Силовые трансформаторы могут быть оснащены дополнительным навесным оборудованием:

Газовое реле – устройство с функцией защиты. Если трансформатор работает нестабильно, масло разлагается на составляющие с выделением газа. Газовое реле либо отключает трансформатор, либо оповещает предупреждающими сигналами. Газовое реле представлено на рисунке И.5.

Индикаторы температуры – Для измерения температуры верхних слоев масла используются термодатчики, встраиваемые в верхней части бака в специальные карманы; для измерения температуры наиболее нагретой точки трансформатора применяют математические модели по её пересчету относительно температуры верхних слоев масла. В последнее время широко используют датчики на основе оптоволоконной технологии для определения температуры наиболее нагретой точки и других точек внутри бака

Влагопоглотители – устройства, поглощающие образующийся под защитной крышкой конденсат, предотвращая его попадание в масло.

Система регенерации масла. В процессе работы внутри масляного трансформатора появляется вода и шлам. Шлам в основном получается из-за разложения масла, вода – как результат попадания воздуха при температурных изменениях объёма масла у негерметичных конструкций бака (т. н. «дыхание трансформатора»), а также как побочный продукт при химических реакциях разложения масла. Поэтому трансформаторы 160 кВ·А и более снабжаются устройствами непрерывной регенерации масла.

Способы диагностики состояние трансформатора.

Капитальные ремонты трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и мощностью 80 МВ·А и более электростанций и подстанций, основных трансформаторов собственных нужд электростанций должны производиться первый раз не позже чем через 12 лет после включения в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформаторов. Для остальных трансформаторов необходимость капитальных ремонтов определяется по результатам испытаний и их состоянию в течение всего срока службы. Это стало возможным благодаря большим успехам в развитии способов проверки состояния трансформаторов и определения соответствующих показателей, по которым можно судить о работоспособности агрегата.

Под диагностикой понимается система мероприятий, проводимых с помощью различных технических средств для проверки и оценки состояния трансформаторов. Используются простейшие визуальные, механические, физические, химические и другие способы контроля состояния, а также их комбинации. Увлажнение трансформаторного масла может быть определено по изменению цвета индикаторного силикагеля или путем химического анализа. Наличие частичных электрических зарядов в масле или твердой изоляции может быть определено непосредственным измерением с помощью индикатора частичных разрядов либо при хроматографическом анализе растворенных в масле газов. Обычно для практических целей из всех возможных способов контроля того или иного параметра выбирают простейший, и лишь для более тщательной проверки, уточнения места и характера дефекта применяют более сложные способы.

Контроль за состоянием трансформатора носит комплексный характер. Обычно он начинается еще на стадии изготовления. Именно тогда проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, качество сборки. Готовый трансформатор подвергают комплексной проверке на испытательной станции завода-изготовителя, оснащенной всеми необходимыми средствами диагностики. При транспортировке трансформатора осуществляют контроль за его герметичностью, а в некоторых случаях и за воздействием механических усилий. Прибывший трансформатор также требует контроля за его состоянием как при хранении, так и в процессе монтажа в соответствии с руководящими техническими материалами. После окончания монтажа перед вводом в эксплуатацию с целью диагностики состояния трансформатор испытывается в объеме, предусмотренном Правилами устройств электроустановок.

Для оценки режима работы трансформаторы оборудуют необходимыми контрольно-измерительными приборами. Количество и точки подсоединения электроизмерительных приборов зависят от назначения, мощности, пункта установки трансформатора и других факторов. На стороне каждого напряжения силовых трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более устанавливают по одному амперметру, в некоторых случаях можно устанавливать амперметры в каждой

фазе. Контроль напряжения обычно осуществляют вольтметрами, установленными на сборных шинах. На отдельно стоящем трансформаторе вольтметр устанавливают только на стороне низкого напряжения либо вообще не устанавливают.

Первую группу мероприятий по диагностике состояния трансформаторов при эксплуатации составляют работы, не требующие прикосновения к работающему трансформатору. Это контроль за показаниями перечисленных средств контроля и измерения, сигнальных устройств и внешние осмотры трансформаторов.

Ко второй группе относятся работы, не требующие отключения, но связанные с необходимостью прикосновения к трансформатору или его вспомогательным устройствам. Главным здесь является отбор проб масла для проверки электрических свойств и химического анализа или для хроматографического анализа растворенных в масле газов. К этой же группе относится измерение вибрации бака или других частей трансформатора, измерение специальной аппаратурой уровня частичных разрядов, отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и т.д.

Третья группа включает в себя работы, выполняемые на отключенном трансформаторе. Это испытания и определение состояния изоляции, обмоток, магнитопровода, высоковольтных вводов, переключающих устройств и вспомогательного оборудования.

В частности, сюда относятся почти все виды профилактических испытаний, осмотр электронасосов, различные виды ревизий и т.д.

К четвертой группе относятся работы на трансформаторе, выведенном в ремонт. Здесь производится более полный анализ состояния отдельных частей с целью определения или уточнения объема ремонта, а также те контрольные операции, что и при изготовлении и монтаже трансформаторов. Однако само решение о необходимости вывода трансформатора в ремонт принимается на основании результатов диагностических операций первых трех групп.

10.5 Контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов

Правила технической эксплуатации устанавливают обязательную периодичность осмотра трансформаторов. При наличии постоянного дежурного персонала осмотры главных трансформаторов электрических станций и подстанций, трансформаторов собственных нужд и реакторов производятся без отключения не реже 1 раза в сутки. Остальные трансформаторы могут осматриваться 1 раз в неделю. Показания измерительных приборов, установленных на трансформаторе, могут сниматься и чаще (1 раз в час и даже каждые полчаса), если это необходимо для контроля за режимом нагрузки электростанций. Подключение контрольно-измерительных приборов представлено на рисунке И.6.

Если же постоянного дежурного персонала нет, то трансформатор осматривается выездной бригадой 1 раз в месяц. Контроль за нагрузкой таких

трансформаторов осуществляется не реже чем 2 раза в год, в том числе 1 раз в период зимнего максимума.

При периодических осмотрах следует проверять состояние фарфоровых изоляторов и крышек вводов, а также установленных на трансформаторе разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений, течи масла через уплотнения. Необходимо убедиться в целостности и исправности измерительных приборов (в том числе в системе охлаждения, азотной защиты и на герметичных вводах), термосигнализаторов и термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, а также проверить положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю, состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, состояние фланцевых соединений маслопроводов и сварных швов (на отсутствие течи масла).

10.6 Осмотр и вывод в ремонт трансформаторов

При периодическом внешнем осмотре трансформаторов следует осмотреть все имеющиеся на нем контрольные средства, так как они могут свидетельствовать о появлении какой-то неисправности или об опасности ее возникновения. Также снижение уровня масла в трансформаторе ниже допустимого может свидетельствовать о наличии протечек в баке или системе охлаждения, о нарушении системы дыхания или о том, что в трансформатор было залито недостаточное количество масла. Дальнейшая работа трансформатора со сниженным уровнем масла может привести к срабатыванию газового реле, ускоренному старению масла, ухудшению работы или отказу системы охлаждения, а если изоляция обмоток окажется ниже опустившегося уровня масла, то может произойти ее перекрытие по воздуху, что приведет к замыканию между обмотками и серьезной аварии.

Повышение уровня выше нормы является следствием перелива (т.е. избыточного количества) масла. Если перелив был допущен в холодное время года или суток, то с ростом температуры произойдет дальнейшее повышение уровня. В трансформаторах с азотной защитой при этом образуется масляная пробка в системе дыхания, работа этой системы нарушается и может сработать газовое реле или мембрана выхлопной трубы. В трансформаторах с пленочной защитой, снабженных предохранительными клапанами, работает один или оба клапана. Если один клапан после такого срабатывания не закроется, произойдет аварийное отключение трансформатора.

При каждом осмотре трансформатора необходимо проверять и записывать температуру масла. Нормами оговаривается предельное значение температуры его верхних слоев. При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла не должна превышать 95°C при естественном масляном охлаждении (М) или с обдувом вентиляторами (Д), 75°C при наличии принудительной циркуляции масла (ДЦ, НДЦ), и 70°C на входе в масло-охладитель – при водяном охлаждении масла (Ц, НЦ).

Если температура масла превышает допустимую, нужно выяснить причины и принять меры к устранению неисправности. В первую очередь следует проверить исправность системы охлаждения: вентиляторов, масляных электронасосов, воздушных и водяных маслоохладителей. Если в системе охлаждения неисправностей не обнаружено, то повышение температуры масла в большинстве случаев свидетельствует о возникновении внутренних повреждений в трансформаторе: образовании короткозамкнутого контура, увеличении переходного сопротивления в контактных соединениях, уменьшении сечения масляных каналов из-за разбухания изоляции, попадания в канал постороннего предмета и т.д.

Во всех случаях длительная работа трансформатора с повышенной температурой масла недопустима.

Срабатывание сигнализации об отключении какого-либо одного элемента системы охлаждения, как правило, не требует отключения или ограничения нагрузки трансформатора, поскольку имеется достаточное резервирование. Если резервный элемент не включился автоматически, его следует включить способом, предусмотренным местной инструкцией по эксплуатации. При невозможности восстановления нормальной работы системы охлаждения трансформатора его нагрузка и длительность работы ограничиваются в соответствии с требованиями ПТЭ и заводской инструкции. Для систем охлаждения ДЦ, Ц и особенно для систем НДЦ, НЦ установлены жесткие ограничения длительности работы при отказе охладителей.

Снижение давления масла в высоковольтном вводе в большинстве случаев является следствием нарушения герметичности ввода. Такое повреждение очень опасно. Если манометр неисправен, то повреждение не будет своевременно обнаружено. Поэтому манометры надо регулярно проверять, а поврежденные заменять как можно быстрее.

При внешних осмотрах высоковольтных вводов следует обращать внимание также на отсутствие протечек масла в месте уплотнений зажимных шпилек (в верхней части ввода), на целостность измерительных и заземляющих проводников и надежное их присоединение.

Индикаторный силикагель является простейшим средством определения увлажнения трансформаторного масла. Впитывая в себя влагу, попавшую в масло, он начинает розоветь и в дальнейшем принимает более яркую окраску. При этом целесообразно взять пробу масла для непосредственного измерения его влагосодержания, а также проверить другие свойства, так как изменение цвета индикаторного силикагеля в некоторых случаях может быть вызвано интенсивным старением масла.

Естественно, что при осмотре могут быть определены и другие нарушения нормальной работы трансформатора, как, например, повышенная вибрация трансформатора или его элементов, нарушение внешних контактных соединений (сопровожаемое характерным потрескиванием), нарушение крепления шин, деформация каких-либо элементов, повреждения системы автоматического пожаротушения, дренажной системы и т.д.

Дежурный или оперативно-ремонтный персонал, заметив какое-либо нарушение в работе трансформатора, должен немедленно поставить об этом в известность начальника цеха электростанции, начальника подстанции, района электросети или соответствующей службы предприятия, принять, если это возможно, необходимые меры для устранения неисправности, сделать запись в журнал дефектов или в оперативный журнал.

Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора, то решение об оставлении трансформатора в работе или о выводе в ремонт принимается руководством электростанции, предприятия электросетей, службой главного инженера промышленного предприятия в зависимости от местных условий. При обнаружении внутреннего повреждения (выделение газа и пр.) трансформатор должен быть отключен обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала.

На основании внешнего осмотра бывает трудно сделать однозначный вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора или о необходимости его отключения. Если нет показаний, требующих немедленного отключения трансформатора, приступают к выполнению мероприятий второй группы. Например, если трансформатор имеет повышенную вибрацию, определяемую при осмотре по характерному звуку, производят соответствующие измерения. При этом можно определить очаг вибрации. Если очаг не определяется, а вибрирует весь бак, то причина в большинстве случаев заключается в том, что нарушилась жесткая установка трансформатора на катках или фундаменте. Бывает достаточно поправить положение башмака или установить дополнительные прокладки, чтобы, обеспечить снижение вибрации до уровня, допускающего дальнейшую эксплуатацию.

Не отключая трансформатор, можно произвести непосредственный осмотр всей системы охлаждения. Если невозможно восстановить ее работу полностью, то трансформатор может эксплуатироваться с пониженной нагрузкой.

10.7 Текущее обслуживание

ОП производит осмотры трансформаторов в соответствии с утверждённым регламентом работы смен. Осмотр трансформатора без отключения должен производиться в следующие сроки:

1. В установках с постоянным дежурством персонала один раз в сутки.
2. В установках без постоянного дежурства персонала не реже одного раза в месяц. При осмотре проверяются:
 - отсутствие посторонних шумов в работе трансформатора и разрядов во вводах;
 - показания термометров;
 - соответствие уровня масла в расширителе температуре масла в баке;
 - состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителе;
 - уровень масла в масляном затворе воздухоосушителя;
 - отсутствие течей масла;

- состояние радиаторов и вентиляторов системы охлаждения;
- работа двигателей системы охлаждения;
- состояние изоляторов вводов – отсутствие сколов, трещин, течей масла;
- состояние контрольных и силовых кабелей;
- обогрев шкафа управления, герметичность.
- состояние видимых контактных подсоединений и заземлений

При резком снижении температуры окружающего воздуха и других резких изменениях погоды необходимо проводить внеочередной осмотр трансформатора. Начальник смены ОП, получив информацию об обнаружении какой-либо неисправности при осмотре, должен немедленно сообщить об этом вышестоящему техническому руководителю и принять меры по устранению неисправности. Если устранение неисправности не может быть выполнено без отключения трансформатора, то решение об этом принимается руководителем ГЭС по согласованию с диспетчером энергосистемы. Трансформатор должен быть отключен ОП смены с предварительным уведомлением диспетчера системы. Внешний осмотр газового реле должен производиться ОП согласно регламенту работы смен одновременно с осмотром трансформатора (как при включенном трансформаторе, так и при нахождении его в резерве). При внешнем осмотре проверяются целостность корпуса, уплотняющая прокладка, отсутствие течи масла, крепление крышки, исправность краника для отбора проб, открытое положение крана между реле и расширителем, наличие газа или воздуха. При необходимости слив масла из реле производится при закрытой арматуре маслопровода между баком и расширителем и при открытом кране на крышке реле. Индикаторный силикагель в воздухоочистителе расширителя должен иметь ярко-голубую окраску всех зерен; уровень масла в масляном затворе воздухоосушителя должен быть не ниже половины высоты стекла. Для своевременного выполнения регламентных работ необходимо вести учет продолжительности работы узлов и материалов, подверженных износу:

- замену силикагеля в термосифонных фильтрах допускается производить на работающем трансформаторе; при выполнении этих работ особое внимание следует обратить на удаление воздуха из фильтров;
- для заполнения фильтров необходимо применять силикагель КСКГ, предварительно просушенный до остаточного влагосодержания не более 0,5% (по массе);
- для заполнения воздухоочистителей должен применяться силикагель КСКГ,
- пропитанный хлористым кальцием и просушенный до остаточного влагосодержания не более 0,5%; патрон заполняется индикаторным силикагелем; одновременно с заменой силикагеля производится очистка внутренней полости и замена масла в масляном затворе.

10.8 Вывод трансформатора из работы по результатам осмотра

Вывод трансформатора из работы необходим в случаях:

- сильного неравномерного шума или потрескивания внутри бака;

- выброса масла через предохранительный клапан;
- при обнаружении признаков развивающихся внутренних повреждений (выделение газа и пр.);
- повышенного и постоянно растущего нагрева при номинальной нагрузке и работе всех вентиляторов;
- выявления скользящих разрядов или перекрытий по поверхности изоляции вводов.

Систематический контроль газового реле производится персоналом СТСУ в виде внутреннего осмотра. При осмотре внутренней части проверяются:

- отсутствие видимых повреждений и надёжность крепления всех элементов;
- величина люфтов осей;
- правильность установки прокладок, отсутствие сужения входного отверстия из-за сдвига прокладки;
- регулировка контактной системы;
- степень износа движущихся частей;
- чёткость работы контактов в крайних положениях.

Контроль уровня масла в расширителе производится как при работающем трансформаторе, так и при его нахождении в резерве. При проверке уровня масла в расширителе по маслоуказателю следует руководствоваться следующим: уровни масла не должны выходить за допустимые пределы, особенно нижний.

Персонал СТСУ в соответствии с утверждённым графиком проверяет параметры трансформатора в соответствии с Руководством по эксплуатации и директивными документами.

При стандартных условиях эксплуатации контролю подлежат:

- пробивное напряжение, тангенс угла диэлектрических потерь, влагосодержание масла, объёмное газосодержание (ежегодно);
- характеристики изоляции обмоток (после первого года эксплуатации, в дальнейшем через каждые три года);
- химические анализы масла в соответствии с указаниями Руководства по эксплуатации ВБИЭ 672534008РЭ;
- хроматографический анализ растворенных газов.

Полный набор перечисленных контролируемых параметров проверяется после ремонта со вскрытием бака и внутреннего осмотра. Профилактический контроль газового реле производится при отключении трансформатора для профилактического восстановления или профилактического контроля, а также в случаях неправильного срабатывания или отказа в срабатывании. При профилактическом контроле выполняются:

- внутренний осмотр (см. выше);
- проверка правильности уставок и чувствительности нижнего элемента;
- проверка чёткости срабатывания отключающего элемента;
- измерение сопротивления изоляции мегомметром 1000 В и испытание изоляции между жилами контрольного кабеля при отсоединенном реле;
- проверка работы реле при понижении уровня масла после установки реле на маслопроводе (с действием на сигнализацию и выходные реле);

- проверка работы газовой защиты при напряжении оперативного тока U_H и $0,8U_H$.

Профилактический контроль аппаратуры управления, защиты и сигнализации системы охлаждения производится при отключении трансформатора для профилактического восстановления или профилактического контроля, а также в случаях выхода из строя двигателей и пусковой аппаратуры. При этом выполняются работы:

- по чистке изоляции, проверке плотности подключения выводов;
- по проверке контура заземления;
- по ревизии пусковой аппаратуры и двигателей;
- по проверке состояния контактов, проверке сопротивления изоляции.

10.9 Указания по ремонту трансформатора

При текущем ремонте трансформатор должен выводиться из работы. В процессе работы необходимо выполнить следующие работы:

- Устраните неисправности, обнаруженные в процессе эксплуатации.
- Визуально оцените состояние составных частей трансформатора, доступ к которым затруднен без отключения (газовое и защитное реле), маслоплотность воздухопускных пробок, встроенных трансформаторов тока, внешних токоведущих контактных соединений.

- Оценить внешним осмотром состояние составных частей трансформатора, доступ к которым затруднен без отключения.

- Проверить отсутствие воздуха под воздухопускными пробками.
- Проверить состояние аппаратуры шкафа управления охлаждением.
- Проверить состояние радиаторов и вентиляторов, воздухоосушителя.
- Очистить трансформатор и комплектующие изделия от пыли, грязи и подтеков масла; проверьте отсутствие воздуха путем открытия воздухопускных пробок.

- Проверьте и при необходимости, восстановите уровень масла в трансформаторе и маслонаполненных составных частях.

- Проверьте работу отсечного клапана, стрелочного маслоуказателя и других приборов, установленных на трансформаторе.

- Произведите необходимые испытания трансформатора.

Периодичность проведения текущих ремонтов, не реже одного раза в год. Средний ремонт трансформатора производится по мере необходимости для оценки состояния, устранения возможных неисправностей внутренних частей трансформатора, не требующих капитального ремонта. При средних ремонтах выполняются следующие работы, направленные на восстановление эксплуатационных характеристик трансформатора:

- Измерение характеристик изоляции, потерь и тока холостого хода, омических сопротивлений обмоток, испытание трансформаторного масла из бака на соответствие требованиям настоящей инструкции.

- Тщательный внешний осмотр и составление описи внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте.

- Слив масла из бака; демонтаж вводов, расширителя и др.
- Съём верхней части бака.
- Тщательный осмотр активной части.
- Проверка изоляции элементов остова.
- Проверка заземлений узлов - активной части.
- Ремонт и окраска бака, расширителя и газоотводных трубопроводов.
- Проверка защитных, контрольных и сигнализирующих устройств.
- Проверка цепей управления.
- Очистка или замена масла.
- Сушка (подсушка) изоляции.
- Проведение необходимых испытаний и измерений.
- Проведение подпрессовки (опрессовки) обмоток производите с помощью гидродомкратов; места установки гидродомкратов и усилия прессовки обмоток указаны в чертеже активной части.

Оценка состояния трансформатора. Для оценки состояния трансформатора должен применяться системный подход, учитывающий особенности состояния трансформатора в процессе эксплуатации, результаты специальных испытаний перед ремонтом, а также результаты внутреннего осмотра. Анализ состояния трансформатора включает в себя:

- Систематизацию и анализ режимов работы трансформатора; особое внимание необходимо уделить рассмотрению аномальных режимов (воздействие перегрузок, токов к.з. и др.).
- Систематизацию и анализ отказов и неисправностей трансформаторного оборудования и составных частей.

Капитальный ремонт производится при необходимости полной или частичной замены обмоток, изоляции, остова, других составных частей. Капитальный ремонт, как правило, должен производиться на специализированном ремонтном предприятии.

10.10 Система защит трансформатора

Система защит трансформатора включает в себя:

- Дифференциальная защита блока генератор- трансформатор;
- Дифференциальная защита трансформатора;
- Максимальная токовая защита блочного трансформатора;
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю;
- Контроль изоляции стороны НН трансформатора блока;
- Реле тока обдува трансформатора;
- Газовая защита трансформатора;
- ДЗШ 110 кВ;
- УРОВ ВН1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Каневского гидроузла на р. Поной, являющимся сооружением III класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 114 МВт и среднемноголетняя выработка 388 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 36,1 м;
- расчетный – 26,8 м;
- минимальный – 23,5 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ40а-В-500. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-720/80-44 с номинальной активной мощностью 38 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 2 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими и обходной системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДН-63000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТС-2000/10, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 27,9 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 28,10;
- число водопропускных отверстий – 2;
- ширина водопропускных отверстий – 8 м;
- отметка гребня плотины – 70,40;
- ширина гребня – 25 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная плита. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные

секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,55 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Каневского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 161 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,37 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 60187 руб./кВт.

Таким образом строительство Каневского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. - 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нецеретный, В.А. Чекулаев. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
11. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html/>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов; – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.

30. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание : дата введения 2003-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003114?marker> (дата обращения: 06.06.2022).

31. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

32. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.10.2020 №1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010080046?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 06.06.2022).

33. СП 38.13330.2018. Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) : дата введения 2019-02-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 06.06.2022).

34. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения : дата введения 2020-06-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564542210> (дата обращения: 06.06.2022).

35. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / Справочник по гидравлическим расчётам, изд. 4 переработ. П.Г. Киселев. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

36. СП 23.13330.2018. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений : дата введения 2019-02-14 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863425> (дата обращения: 06.06.2022).

37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819> (дата обращения: 06.06.2022).

39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-

технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095521> (дата обращения: 06.06.2022).

40. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.r/>

42. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общие сведения

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Поной

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1935	52	42	31	24	98	599	204	196	185	201	79	33	145
1936	28	24	21	20	489	232	206	243	200	175	64	45	146
1937	48	31	21	26	142	646	251	187	196	351	77	97	173
1944	60	37	25	35	497	472	193	260	263	81	33	36	166
1945	42	24	18	16	130	512	235	205	180	104	49	55	131
1946	39	35	29	27	209	454	177	179	187	108	56	51	129
1947	35	26	20	27	443	341	180	179	283	146	53	75	151
1948	42	30	24	36	578	299	192	313	246	172	72	50	171
1949	72	49	44	57	879	625	248	351	311	243	140	114	261
1950	59	32	26	106	270	309	284	230	254	145	64	53	153
1951	35	26	21	45	299	324	314	188	187	139	63	48	141
1952	37	31	26	25	238	523	195	198	287	196	60	51	156
1953	36	36	35	53	650	428	224	274	237	143	80	58	188
1954	46	37	30	28	402	369	217	179	283	248	119	84	170
1955	65	47	38	36	340	684	303	298	230	152	85	53	194
1956	47	44	42	40	457	332	303	213	219	259	53	71	173
1957	47	40	38	30	655	272	201	296	270	238	222	88	200
1958	60	46	35	38	100	803	375	262	182	187	157	79	194
1959	47	36	33	32	488	193	188	287	232	200	155	64	163
1960	35	25	21	57	155	198	239	223	261	63	34	24	111
1961	24	22	19	19	147	385	269	300	319	130	102	49	149
1962	40	33	24	54	625	546	307	306	324	192	196	81	227
1963	54	28	21	23	724	196	241	292	293	259	88	62	190
1964	49	38	33	31	383	227	219	450	193	208	99	73	167
1965	44	32	27	62	330	338	241	288	290	307	187	82	186
1966	53	29	25	20	480	477	333	211	307	272	166	99	206
1967	57	41	35	39	314	560	190	281	321	180	254	91	197
1968	44	26	27	25	214	380	238	250	301	110	61	38	143
1969	47	28	24	23	36	861	314	185	259	240	112	74	184
1970	59	44	33	29	253	258	209	276	209	256	112	77	151
1971	53	42	34	30	105	908	361	290	343	188	100	78	211
1972	52	44	30	30	274	433	313	290	245	201	90	85	174
1973	58	37	36	35	204	245	281	240	245	68	54	44	129
1974	35	30	27	29	124	657	317	182	208	167	43	42	155
1975	55	44	37	34	679	460	259	288	310	187	107	74	211
1976	53	36	31	30	518	298	422	213	195	98	83	54	169
1977	39	28	24	24	662	406	206	204	267	119	131	100	184
1978	51	35	27	26	240	559	293	196	193	211	126	75	169
1979	46	32	30	24	525	496	248	200	213	116	64	56	171
1980	38	34	30	31	396	283	201	233	256	117	69	45	145
1981	34	30	25	21	357	842	359	283	295	338	157	136	240
1982	76	41	34	34	699	641	267	282	305	111	89	69	221
1983	49	40	34	40	728	460	180	209	193	277	107	79	200
1984	59	42	41	37	819	467	287	237	180	149	60	55	203

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1985	37	30	26	24	161	554	187	268	180	198	100	64	152
1986	46	36	30	45	388	264	304	244	261	143	140	61	164
1987	42	25	21	24	457	320	264	203	216	137	81	48	153
1988	38	32	31	30	383	364	254	180	179	182	111	66	154
1989	47	40	37	102	908	275	219	227	275	238	259	110	228
1990	57	51	42	235	254	325	219	179	266	210	58	48	162
1991	41	35	30	116	472	499	201	284	201	298	179	131	207
1992	72	55	48	44	613	401	184	179	288	177	82	60	184
Q _{ср}	48	35	30	41	404	442	252	244	247	185	103	68	175

Таблица А.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефов

Кривая связи отметки уровня верхнего бьефа от объёма		Кривая связи отметки уровня нижнего бьефа от расхода			
		зимняя		летняя	
Z _{ВБ} , м	V, км ³	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
30,00	0	30,00	0	30,00	0
46,30	1,0	31,00	27	31,00	34
53,50	2,0	32,00	63	32,00	79
58,50	3,0	33,00	107	33,00	134
62,80	4,0	34,00	158	34,00	198
66,50	5,0	35,00	222	35,00	278
69,50	6,0	36,00	294	36,00	367
72,10	7,0	37,00	374	37,00	467
74,50	8,0	38,00	454	38,00	567
-	-	39,00	543	39,00	678

Таблица А.3 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Q _{исп.} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{льд.} , м ³ /с	0	0	0	0	2	4	3	3	2	1	1	0
Q _{фильт.} , м ³ /с	3	3	3	-3	-6	-6	-3	0	0	3	3	3
Q _{шл.} , м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица А.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Каневского ГУ

Название	N _{уст.} , МВт	Э _{ср.год.} , млн. кВт · ч
Верхне-Туломская ГЭС	284	861,4

Продолжение приложения А

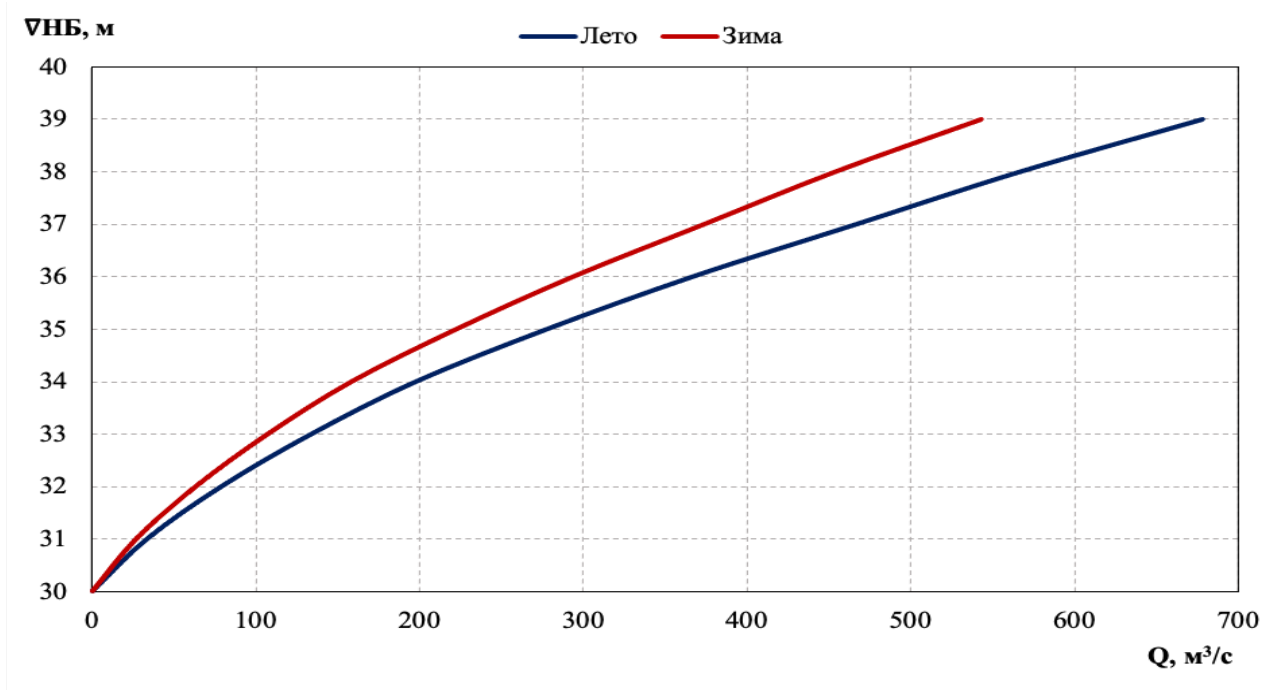


Рисунок А.1 – Кривые связи нижнего бьефа

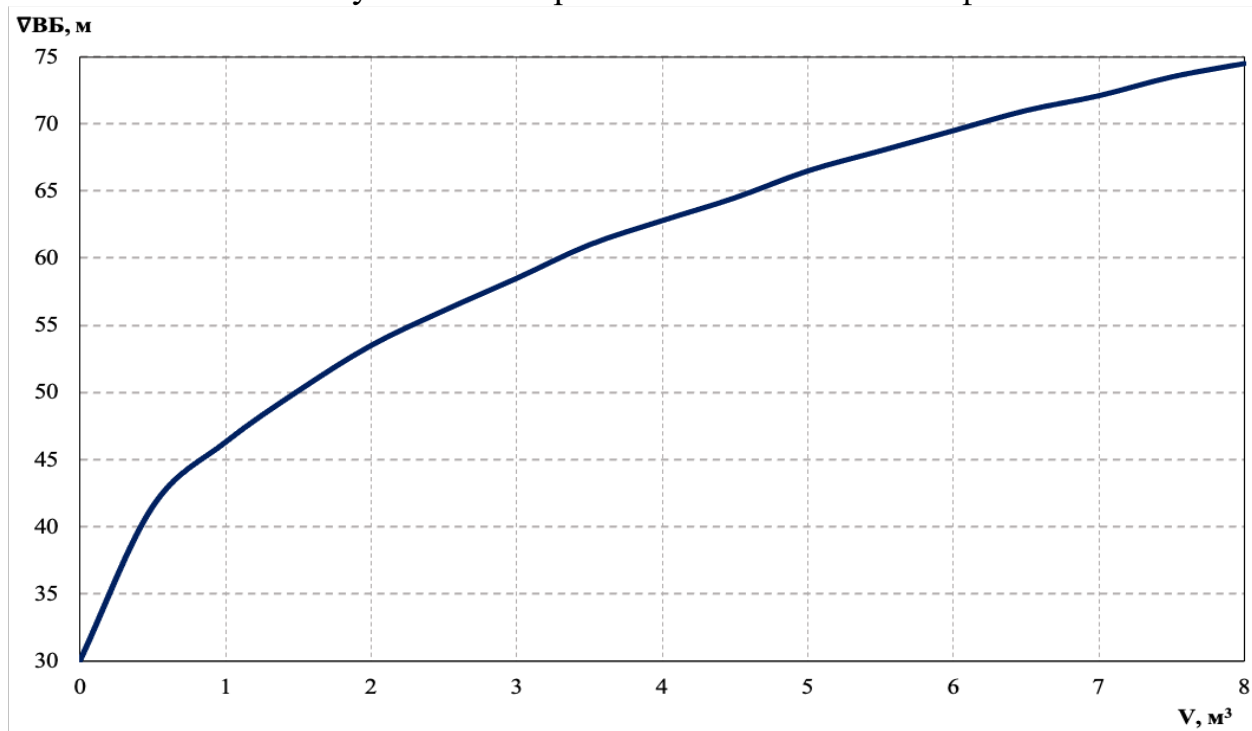


Рисунок А.2 – Кривая связи верхнего бьефа

Окончание приложения А

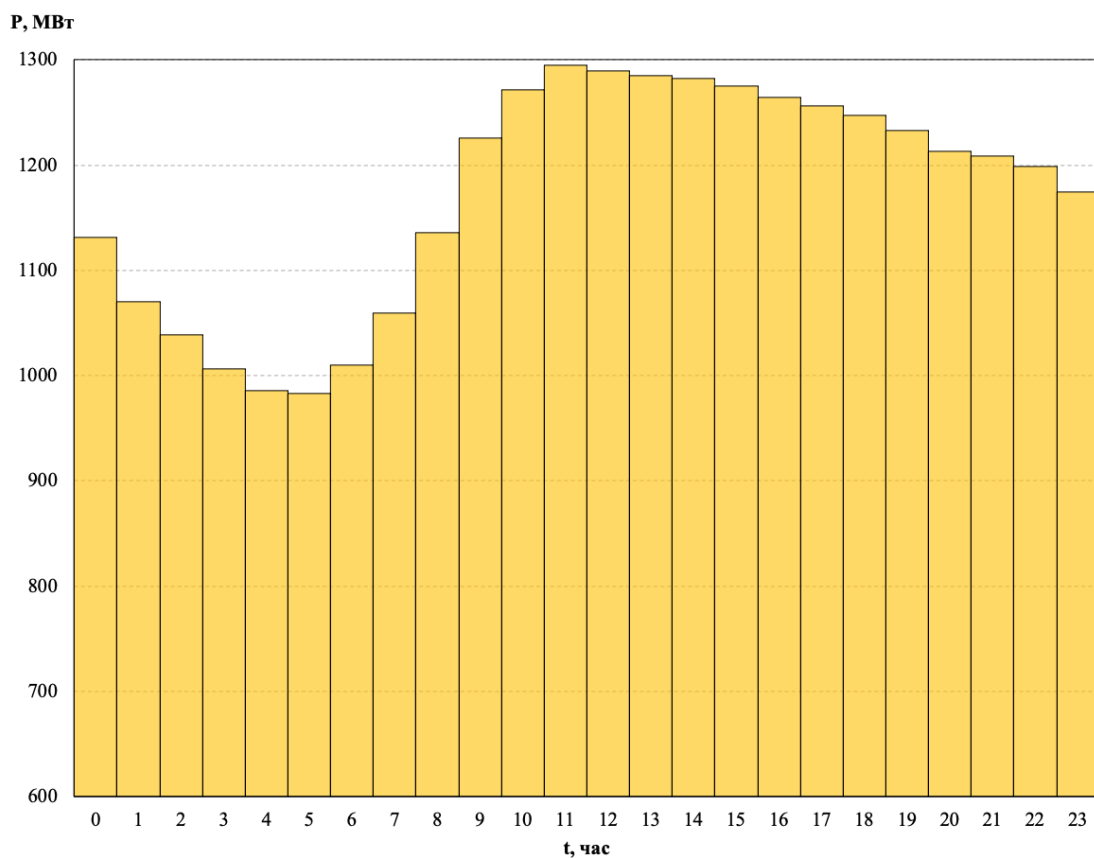


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки для летних суток

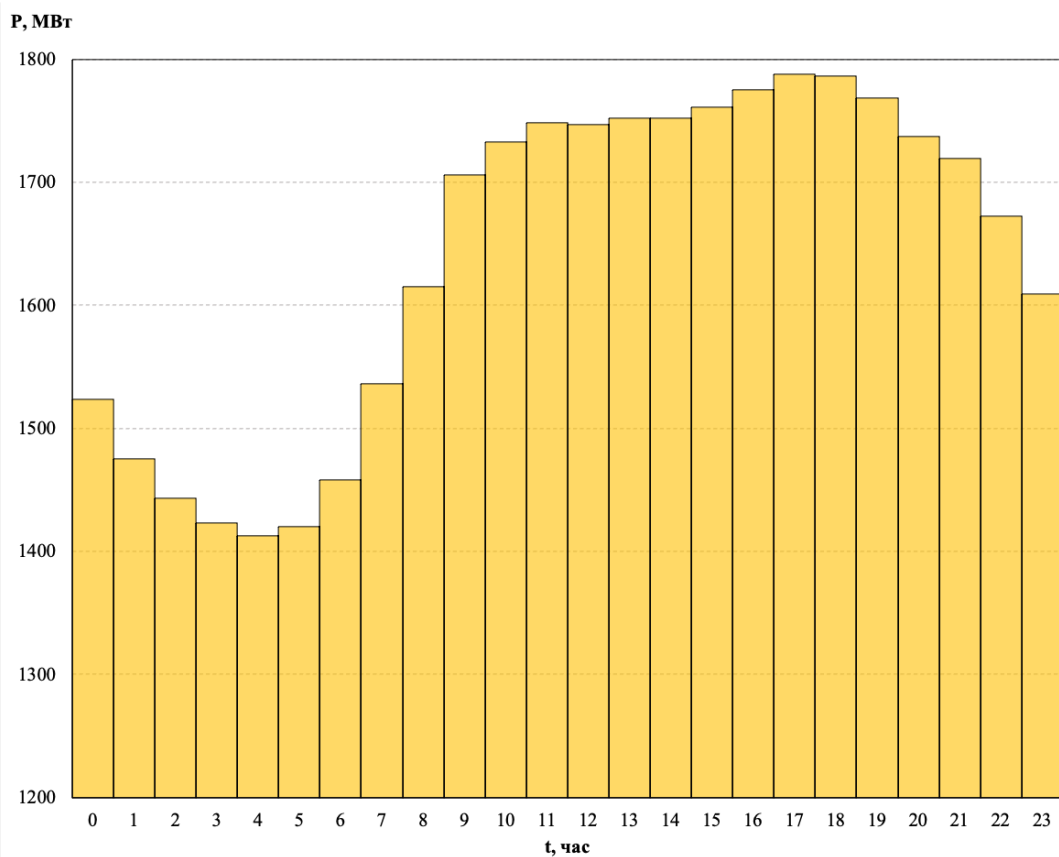


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки для зимних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1949	261	1949	443	1989	99
2	4	1981	240	1981	412	1991	89
3	6	1989	228	1982	384	1967	86
4	8	1962	227	1962	383	1990	82
5	9	1982	221	1971	366	1949	79
6	11	1975	211	1975	364	1957	77
7	13	1971	211	1989	357	1965	72
8	15	1991	207	1984	357	1962	72
9	17	1966	206	1966	347	1958	69
10	19	1984	203	1983	341	1981	67
11	21	1957	200	1955	335	1966	65
12	23	1983	200	1963	334	1959	61
13	25	1967	197	1953	326	1992	60
14	26	1955	194	1991	326	1986	60
15	28	1958	194	1957	322	1970	59
16	30	1963	190	1958	318	1975	58
17	32	1953	188	1969	316	1983	58
18	34	1965	186	1977	311	1977	58
19	36	1977	184	1967	308	1954	57
20	38	1992	184	1992	307	1982	57
21	40	1969	184	1948	300	1950	57
22	42	1972	174	1979	299	1978	57
23	43	1956	173	1965	299	1971	56
24	45	1937	173	1956	297	1972	55
25	47	1948	171	1937	295	1955	54
26	49	1979	171	1944	294	1964	54
27	51	1954	170	1972	293	1988	51
28	53	1978	169	1976	291	1969	51
29	55	1976	169	1954	283	1937	50
30	57	1964	167	1978	282	1953	50
31	58	1944	166	1964	280	1956	50
32	60	1986	164	1974	276	1984	49
33	62	1959	163	1952	273	1976	48
34	64	1990	162	1986	267	1985	47
35	66	1952	156	1987	266	1963	46
36	68	1974	155	1959	265	1973	44
37	70	1988	154	1947	262	1935	44
38	72	1987	153	1961	258	1948	43
39	74	1950	153	1985	258	1979	42
40	75	1985	152	1936	258	1980	41
41	77	1970	151	1988	257	1987	40
42	79	1947	151	1950	249	1951	40

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

м	Р, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
43	81	1961	149	1968	249	1947	39
44	83	1936	146	1980	248	1946	39
45	85	1935	145	1935	247	1961	39
46	87	1980	145	1970	244	1952	38
47	89	1968	143	1990	242	1944	38
48	91	1951	141	1951	242	1968	37
49	92	1945	131	1945	228	1974	34
50	94	1946	129	1946	219	1945	34
51	96	1973	129	1973	214	1936	34
52	98	1960	111	1960	190	1960	33

Таблица Б.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1954 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1954	46	37	30	28	402	369	217	179	283	248	119	84	170
$k_{\text{прив.}}$	42	34	28	26	417	382	225	185	294	257	109	77	173
$k_{\text{коррект.}}$	42	34	28	26	409	374	221	181	288	252	109	77	170

Таблица Б.3 – Расходы в расчётном средневодном году 1968 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1968	44	26	27	25	214	380	238	250	301	110	61	38	143
$k_{\text{прив.}}$	44	27	28	25	208	370	232	243	293	107	62	38	140
$k_{\text{коррект.}}$	44	27	28	25	214	380	238	250	301	110	62	38	143

Таблица Б.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	9	12	16	23	32	70	49	32	28	20	18	14

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

$R_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1303	5	0	0	5	0
1298	5	1	5	10	5
1293	2	2	4	12	9
1291	7	3	22	19	31
1284	4	4	16	23	47
1280	7	5	37	31	84
1272	8	6	46	38	130
1265	9	7	65	48	195
1255	14	8	116	62	311
1241	7	9	62	69	373
1234	13	10	131	82	504
1221	4	11	46	86	551
1217	10	12	119	96	669

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1207	25	13	320	121	990
1045	28	19	540	287	3694
1017	4	20	81	291	3776
1013	20	21	426	311	4202
992	2	22	54	313	4256
990	990	23	22765	1303	27020

Таблица Б.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1779	1	0	0	1	0
1778	11	1	11	12	11
1767	7	2	13	19	24
1760	8	3	23	27	48
1753	8	4	34	35	81
1744	1	5	3	36	85
1744	3	6	21	39	105
1740	2	7	11	41	117
1738	9	8	73	50	190
1729	4	9	40	54	229
1725	13	10	134	68	363
1712	14	11	152	82	515
1698	33	12	400	115	915
1664	57	13	743	172	1658
1607	6	14	82	178	1740
1601	73	15	1088	250	2829
1529	13	16	201	263	3030
1516	48	17	812	311	3842
1468	17	18	313	328	4156
1451	14	19	275	343	4430
1437	20	20	396	362	4826
1417	3	21	62	365	4888
1414	8	22	174	373	5062
1406	1406	23	32336	1779	37398

Таблица Б.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{\text{max}}, \text{МВт}$	$P_t^{\text{cp}}, \text{МВт}$
1	15	0,261799388	0,965925826	1779	1632
2	45	0,785398163	0,707106781	1715	1572
3	75	1,308996939	0,258819045	1605	1467
4	105	1,832595715	-0,258819045	1477	1346
5	135	2,35619449	-0,707106781	1367	1241
6	165	2,879793266	-0,965925826	1303	1181
7	195	3,403392041	-0,965925826	1303	1181
8	225	3,926990817	-0,707106781	1367	1241

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.7

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
9	255	4,450589593	-0,258819045	1477	1346
10	285	4,974188368	0,258819045	1605	1467
11	315	5,497787144	0,707106781	1715	1572
12	345	6,021385919	0,965925826	1779	1632

Таблица Б.8 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\bar{E}_{cp,сут.}$, млн. кВт·ч	2,832	2,714	2,478	2,242	2,006	1,888	1,888	2,006	2,242	2,478	2,714	2,832
$N_{cp,сут.}$, МВт	118	113	103	93	84	79	79	84	93	103	113	118

Таблица Б.9 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{пол.}^{быт.}$, м ³ /с	20	22	23	45	216	380	299	283	197	104	57	33
$Z_{ВБ}$, м	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
$Z_{НБ}$, м	30,77	30,82	30,86	31,53	34,23	36,14	35,26	35,07	33,96	32,50	31,86	31,19
$H_{ГЭС}$, м	36,88	36,83	36,79	36,12	33,42	31,51	32,39	32,58	33,69	35,15	35,79	36,46
$N_{быт.}$, МВт	7	7	7	14	64	105	85	81	58	32	18	11

Таблица Б.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
$Z_{ВБ}$, м	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
$Z_{НБ}$, м	33,27	33,27	33,27	33,27	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	33,27	33,27
$H_{ГЭС}$, м	34,38	34,38	34,38	34,38	34,87	34,87	34,87	34,87	34,87	34,87	34,38	34,38
$N_{ВХК}$, МВт	36	36	36	36	37	37	37	37	37	37	36	36

Таблица Б.11 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{быт.}$, МВт	7	7	7	14	64	105	85	81	58	32	18	11
$N_{ВХК}$, МВт	36	36	36	36	37	37	37	37	37	37	36	36
$N_{быт.} - N_{ВХК}$, МВт	-30	-29	-29	-22	27	69	48	44	22	-5	-18	-26

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
X	110	1	1	3	0	104	14	119	120	0	120
XI	62	1	1	3	0	57	62	119	120	0	120
XII	38	0	1	3	0	33	262	295	120	0	297
I	25	0	1	3	0	20	308	329	120	0	330
II	27	0	1	3	0	22	96	119	120	0	120
III	28	0	1	3	0	23	95	119	120	0	120
IV	44	0	1	-3	0	45	74	119	120	0	120
V	214	2	1	-6	0	216	-98	119	120	0	120
VI	380	4	1	-6	0	380	-262	119	120	0	120
VII	300	3	1	-3	0	299	-180	119	120	0	120
VIII	288	3	1	0	0	283	-165	119	120	0	120
IX	201	2	1	0	0	197	-79	119	120	0	120

Окончание таблицы Б.12

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	5,51	0,04	5,47	68,00	67,90	67,95	32,78	34,82	36	ВХК
XI	5,47	0,16	5,31	67,90	67,45	67,68	33,27	34,06	36	ВХК
XII	5,31	0,68	4,63	67,45	65,34	66,40	36,04	30,01	78	78
I	4,63	0,80	3,83	65,34	62,22	63,78	36,46	26,97	78	78
II	3,83	0,25	3,58	62,22	61,11	61,67	33,27	28,05	29	ВХК
III	3,58	0,25	3,33	61,11	59,96	60,54	33,27	26,92	28	ВХК
IV	3,33	0,19	3,14	59,96	59,05	59,50	33,27	25,89	27	ВХК
V	3,14	-0,25	3,40	59,05	60,25	59,65	32,78	26,52	28	ВХК
VI	3,40	-0,68	4,08	60,25	63,25	61,75	32,78	28,62	30	ВХК
VII	4,08	-0,47	4,54	63,25	65,03	64,14	32,78	31,01	32	ВХК
VIII	4,54	-0,43	4,97	65,03	66,45	65,74	32,78	32,61	34	ВХК
IX	4,97	-0,20	5,17	66,45	67,06	66,75	32,78	33,63	35	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
X	110	1	1	3	0	104	14	119	120	0	120
XI	62	1	1	3	0	57	62	119	120	0	120
XII	38	0	1	3	0	33	206	239	120	0	241
I	25	0	1	3	0	20	236	256	120	0	257
II	27	0	1	3	0	22	96	119	120	0	120
III	28	0	1	3	0	23	95	119	120	0	120
IV	44	0	1	-3	0	45	74	119	120	0	120
V	214	2	1	-6	0	216	-98	119	120	0	120
VI	380	4	1	-6	0	380	-262	119	120	0	120
VII	300	3	1	-3	0	299	-180	119	120	0	120
VIII	288	3	1	0	0	283	-165	119	120	0	120
IX	201	2	1	0	0	197	-79	119	120	0	120

Окончание таблицы Б.13

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	5,51	0,04	5,47	68,00	67,90	67,95	32,78	34,82	36	ВХК
XI	5,47	0,16	5,31	67,90	67,45	67,68	33,27	34,06	36	ВХК
XII	5,31	0,53	4,78	67,45	65,83	66,64	35,28	31,01	65	65
I	4,78	0,61	4,17	65,83	63,62	64,72	35,52	28,86	65	65
II	4,17	0,25	3,92	63,62	62,59	63,10	33,27	29,48	31	ВХК
III	3,92	0,25	3,67	62,59	61,50	62,04	33,27	28,43	30	ВХК
IV	3,67	0,19	3,48	61,50	60,63	61,06	33,27	27,45	29	ВХК
V	3,48	-0,25	3,73	60,63	61,78	61,20	32,78	28,08	29	ВХК
VI	3,73	-0,68	4,41	61,78	64,55	63,16	32,78	30,04	31	ВХК
VII	4,41	-0,47	4,88	64,55	66,16	65,35	32,78	32,23	34	ВХК
VIII	4,88	-0,43	5,30	66,16	67,43	66,79	32,78	33,67	35	ВХК
IX	5,30	-0,20	5,51	67,43	68,00	67,72	32,78	34,59	36	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.14 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	65	31	30	29	29	31	34	35	36	36	36	65
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	1,560	0,738	0,712	0,687	0,703	0,752	0,807	0,843	0,866	0,872	0,853	1,568
$N_{\text{баз.}}$, МВт	15	16	15	14	15	16	17	18	18	18	18	16
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	0,366	0,374	0,360	0,348	0,356	0,381	0,408	0,427	0,438	0,441	0,432	0,393
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	1,194	0,365	0,352	0,340	0,347	0,372	0,399	0,417	0,428	0,431	0,421	1,175
$N_{\text{пик.}}$, МВт	96	68	64	68	68	69	72	74	78	70	70	95
$N_{\text{раб.}}$, МВт	111	84	79	82	83	85	89	92	96	88	88	111
$N_{\text{раб.}}/N_{\text{гар.}}$	1,71	2,72	2,66	2,88	2,83	2,71	2,65	2,61	2,67	2,43	2,48	1,70

Таблица Б.15 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{\text{тах}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	1779	18	178	182	2	0	111	1	0	1486	15	149	0
II	1715	17	172	193	2	0	84	1	0	1439	14	144	0
III	1605	16	160	175	2	0	79	1	0	1351	14	135	0
IV	1477	15	148	163	2	0	82	1	0	1232	12	123	0
V	1367	14	137	143	1	0	83	1	0	1141	11	114	0
VI	1303	13	130	132	1	0	85	1	0	1086	11	109	124
VII	1303	13	130	132	1	0	89	1	0	1082	11	108	124
VIII	1367	14	137	142	1	0	92	1	0	1133	11	113	0
IX	1477	15	148	159	2	30	96	1	0	1222	12	122	0
X	1605	16	160	176	2	0	88	1	19	1341	13	134	0
XI	1715	17	172	195	2	0	88	1	0	1432	14	143	0
XII	1779	18	178	182	2	0	111	1	0	1486	15	149	0

Таблица Б.16 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
					$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с
$Q_{\text{НБ}}$, м ³ /с	$Z_{\text{НБ}}$, м	$\nabla_{\text{НПУ}}$, м	$\nabla_{\text{УМО}}$, м	$H_{\text{р}}$, м	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с
0	30,00	37,65	30,28	33,87	31,20	409	26,80	477
100	32,42	35,23	27,86	31,45	30,57	418	26,27	472
200	34,00	33,65	26,27	29,87	29,94	426	25,74	467
300	35,27	32,38	25,01	28,60	29,31	436	25,21	463
400	36,34	31,31	23,94	27,53	28,69	445	24,69	458
500	37,32	30,33	22,96	26,55	28,06	455	24,16	453
600	38,34	29,31	21,94	25,53	27,43	465	23,63	448
700	39,09	28,56	21,19	24,78	26,80	476	23,50	447

Продолжение приложения Б

Таблица Б.17 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вхк}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
X	130	1	0	2	3	123	0	120	123	0	125
XI	80	1	0	2	3	74	44	120	118	0	120
XII	52	1	0	2	3	46	191	120	237	0	238
I	34	0	0	2	3	28	223	120	251	0	253
II	39	0	0	2	3	34	85	120	119	0	120
III	44	0	0	2	3	38	80	120	118	0	120
IV	67	1	0	2	-3	68	161	120	229	0	231
V	247	2	0	2	-7	249	-100	120	149	0	151
VI	450	5	0	2	-7	451	-300	120	151	0	152
VII	350	3	0	2	-3	348	-150	120	198	0	199
VIII	319	3	0	2	0	314	-195	120	119	0	121
IX	229	2	0	2	0	225	-38	120	187	0	188

Окончание таблицы Б.17

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт	$\mathcal{E},$ млн. кВт·ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	5,51	0,00	5,51	68,00	68,00	68,00	32,86	34,79	38	36	27,17
XI	5,51	0,11	5,39	68,00	67,68	67,84	33,26	34,23	36	36	25,59
XII	5,39	0,49	4,90	67,68	66,23	66,95	35,25	31,36	65	65	47,04
I	4,90	0,58	4,32	66,23	64,22	65,22	35,45	29,42	65	65	46,80
II	4,32	0,22	4,10	64,22	63,36	63,79	33,27	30,17	31	31	22,66
III	4,10	0,21	3,89	63,36	62,49	62,92	33,26	29,31	30	30	21,92
IV	3,89	0,42	3,48	62,49	60,63	61,56	35,14	26,07	53	29	37,85
V	3,48	-0,26	3,74	60,63	61,80	61,22	33,28	27,59	36	29	26,07
VI	3,74	-0,78	4,51	61,80	64,93	63,37	33,31	29,71	39	31	28,39
VII	4,51	-0,39	4,90	64,93	66,24	65,59	34,00	31,24	54	34	39,15
VIII	4,90	-0,51	5,41	66,24	67,73	66,99	32,79	33,85	35	35	25,55
IX	5,41	-0,10	5,51	67,73	68,00	67,87	33,84	33,68	55	36	39,82

Продолжение приложения Б

Таблица Б.18 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вжк}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
X	130	1	0	2	3	123	14	120	137	0	139
XI	80	1	0	2	3	74	62	120	136	0	138
XII	52	1	0	2	3	46	205	120	251	0	253
I	34	0	0	2	3	28	235	120	263	0	265
II	39	0	0	2	3	34	96	120	130	0	132
III	44	0	0	2	3	38	96	120	134	0	136
IV	67	1	0	2	-3	68	73	120	142	0	143
V	247	2	0	2	-7	249	-100	120	149	0	151
VI	450	5	0	2	-7	451	-300	120	151	0	152
VII	350	3	0	2	-3	348	-150	120	198	0	199
VIII	319	3	0	2	0	314	-195	120	119	0	121
IX	229	2	0	2	0	225	-37	120	187	0	189

Окончание таблицы Б.18

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$Z_{\text{кон}},$ м	$\mathcal{E},$ млн. кВт·ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	5,51	0,04	5,47	68,00	67,90	67,95	33,09	34,51	42	67,90	30,03
XI	5,47	0,16	5,31	67,90	67,45	67,67	33,60	33,72	40	67,45	29,05
XII	5,31	0,53	4,78	67,45	65,83	66,64	35,46	30,84	68	65,83	49,10
I	4,78	0,61	4,17	65,83	63,62	64,73	35,62	28,76	67	63,62	47,96
II	4,17	0,25	3,92	63,62	62,59	63,11	33,49	29,26	33	62,59	24,10
III	3,92	0,25	3,67	62,59	61,50	62,05	33,57	28,13	33	61,50	23,89
IV	3,67	0,19	3,48	61,50	60,63	61,07	33,71	27,01	34	60,63	24,23
V	3,48	-0,26	3,74	60,63	61,81	61,22	33,28	27,59	36	61,78	26,07
VI	3,74	-0,78	4,52	61,81	64,94	63,37	33,31	29,72	39	64,55	28,39
VII	4,52	-0,39	4,90	64,94	66,24	65,59	34,00	31,24	54	66,16	39,15
VIII	4,90	-0,51	5,41	66,24	67,73	66,99	32,80	33,84	36	67,43	25,62
IX	5,41	-0,10	5,51	67,73	68,00	67,86	33,85	33,66	56	68,00	39,97

Продолжение приложения Б

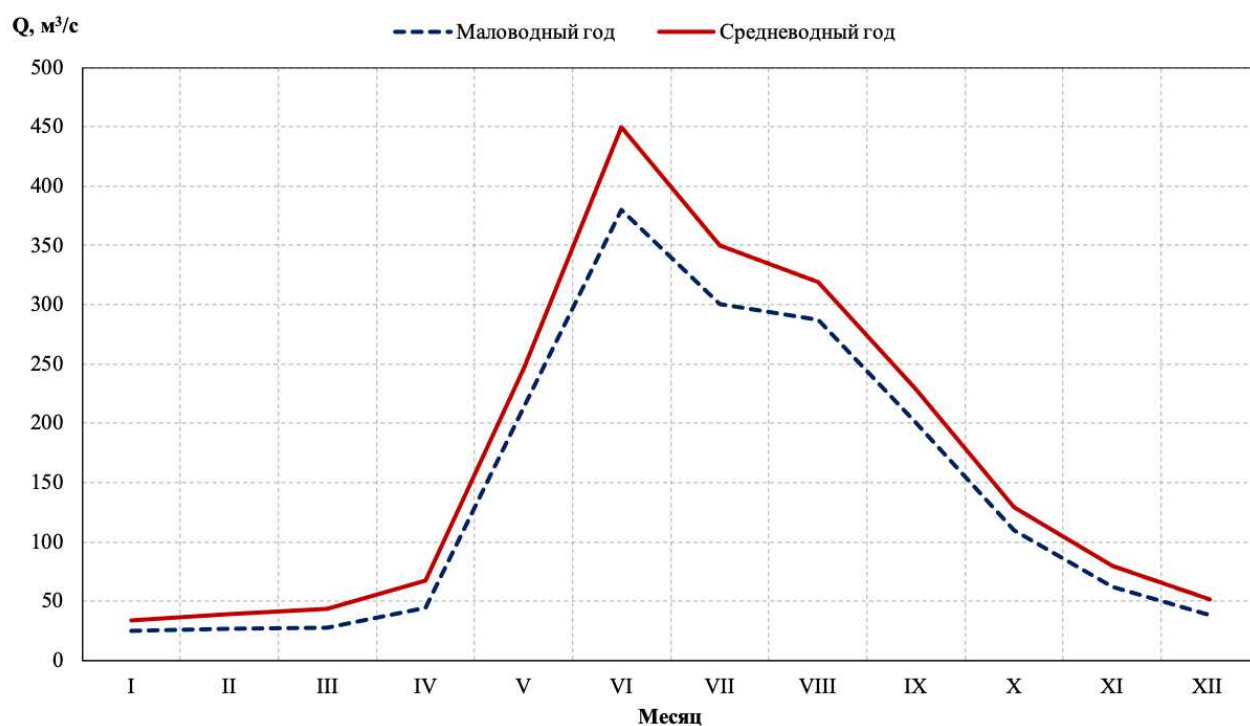


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

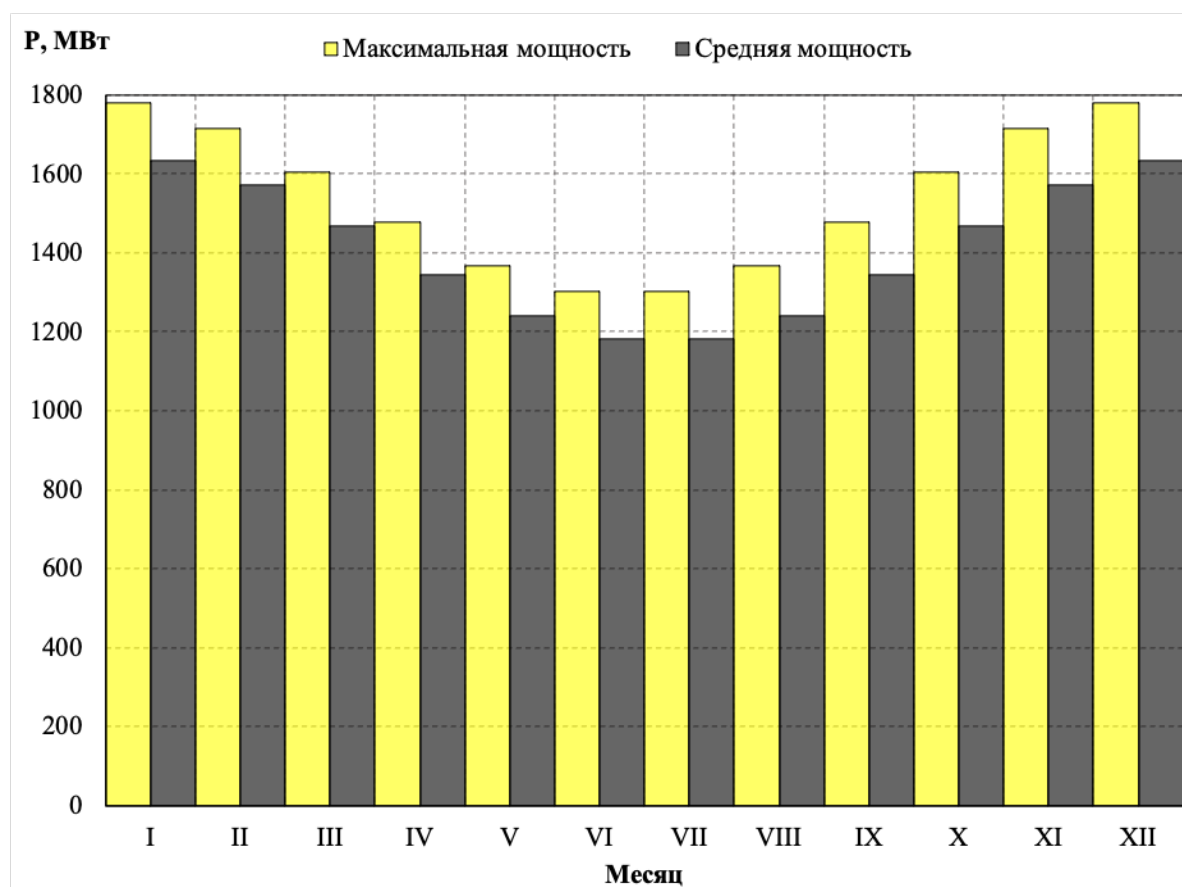


Рисунок Б.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

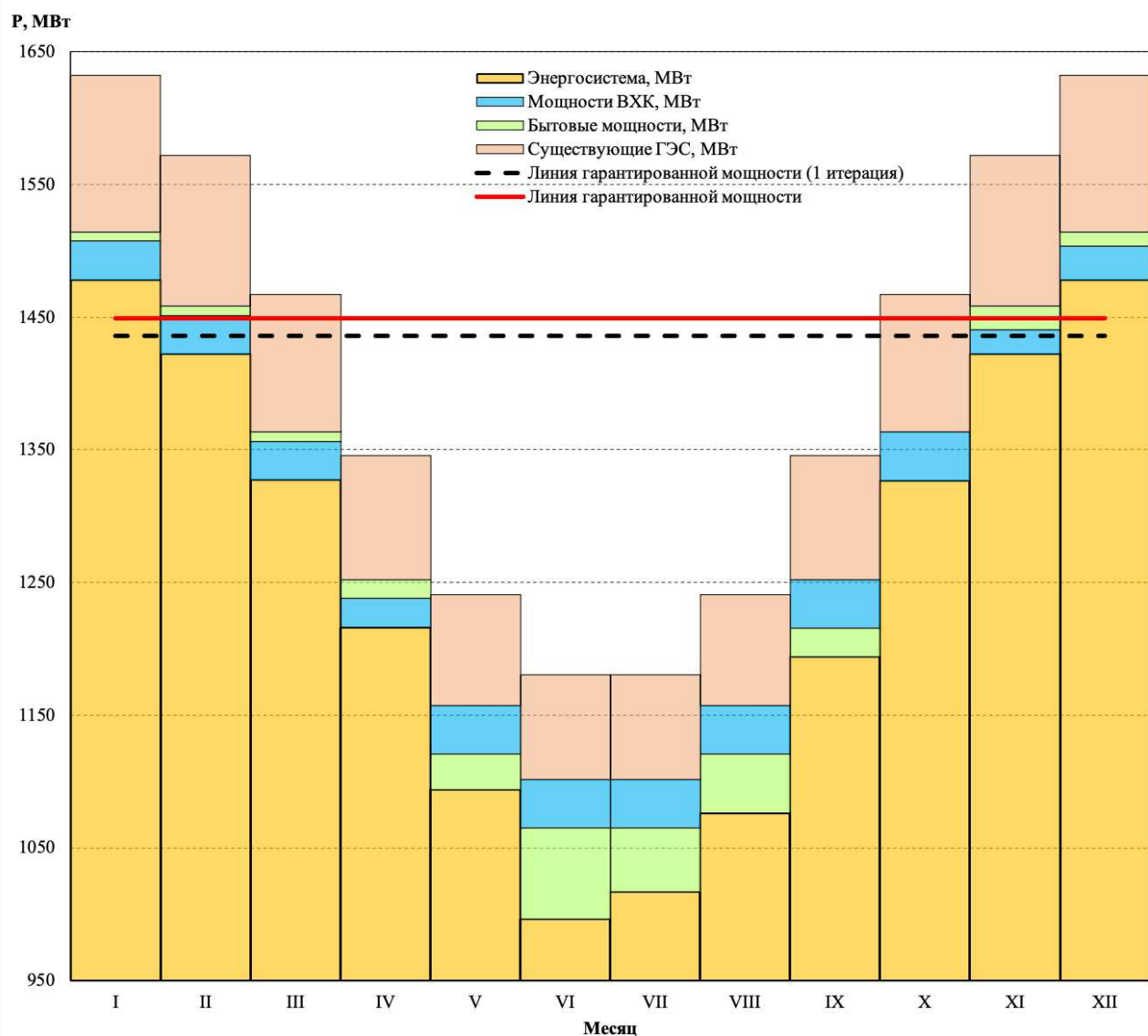


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

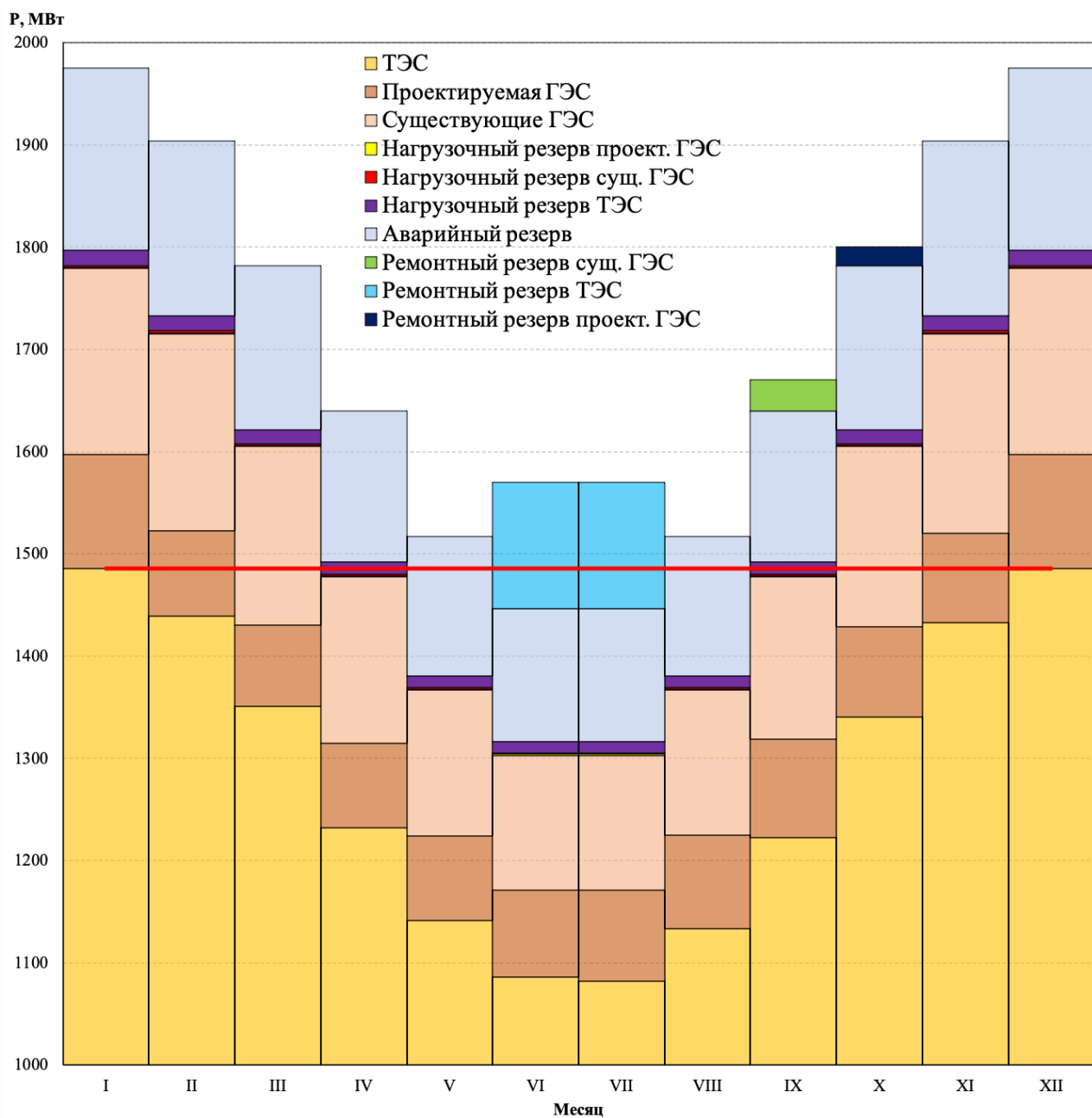


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

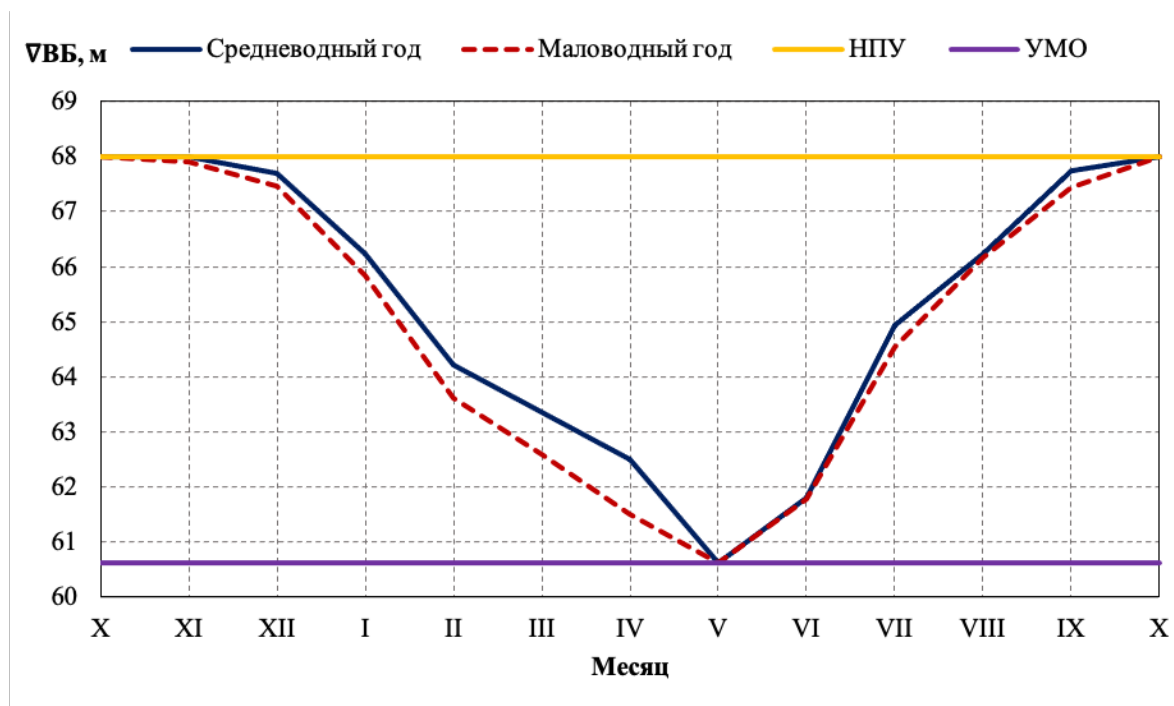


Рисунок Б.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

Продолжение приложения Б

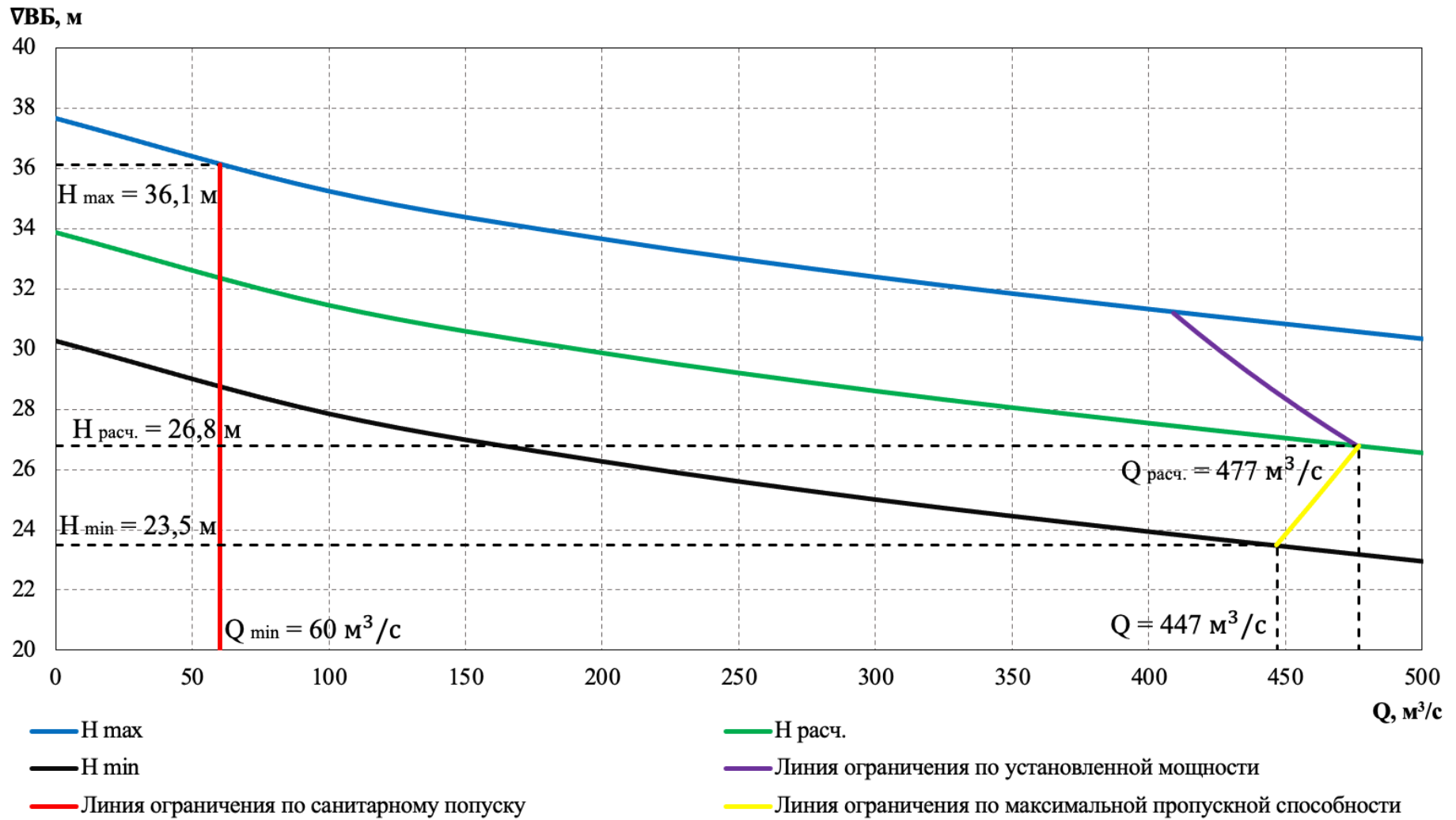


Рисунок Б.6 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Продолжение приложения Б

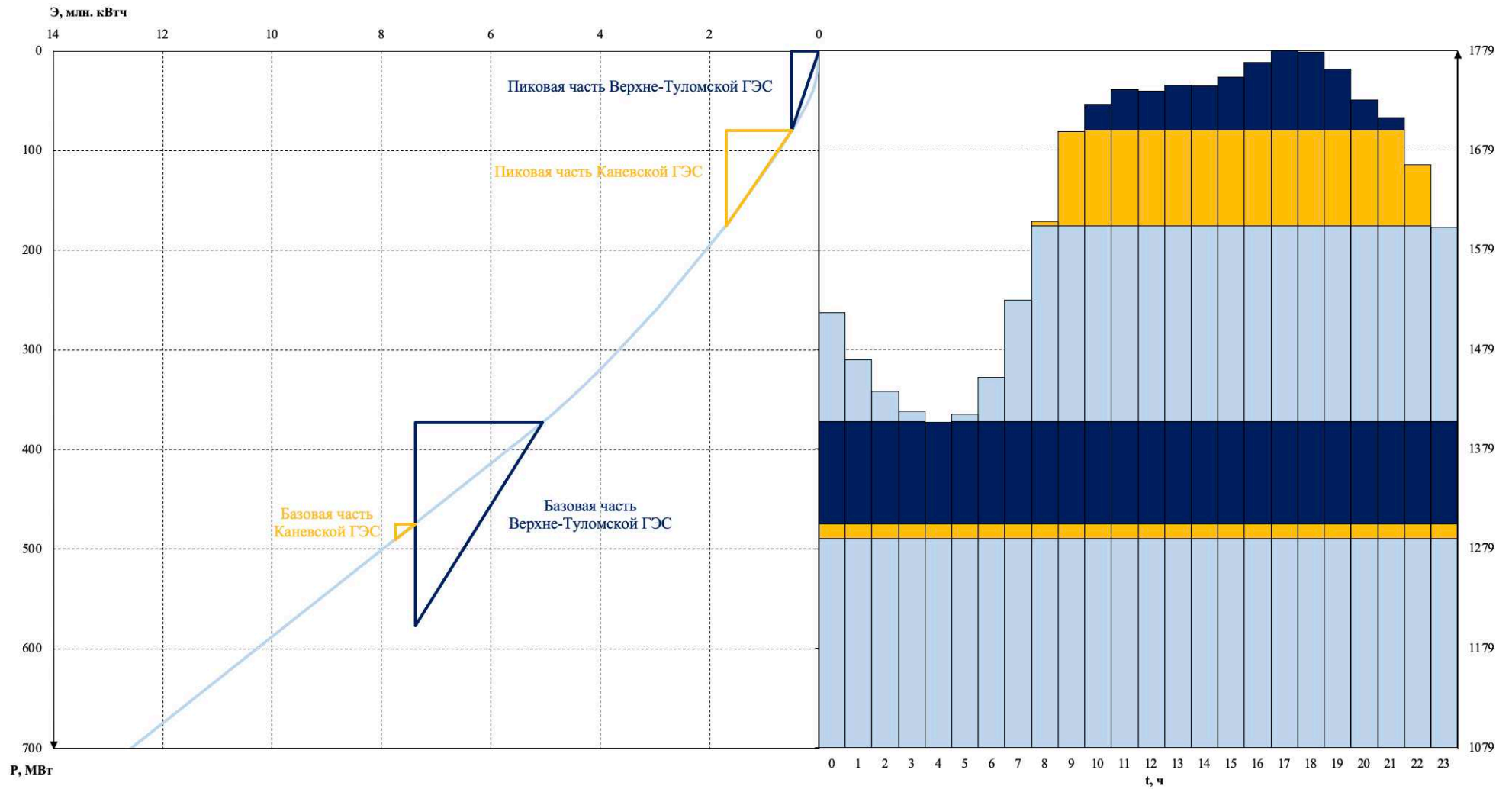


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки декабря – января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

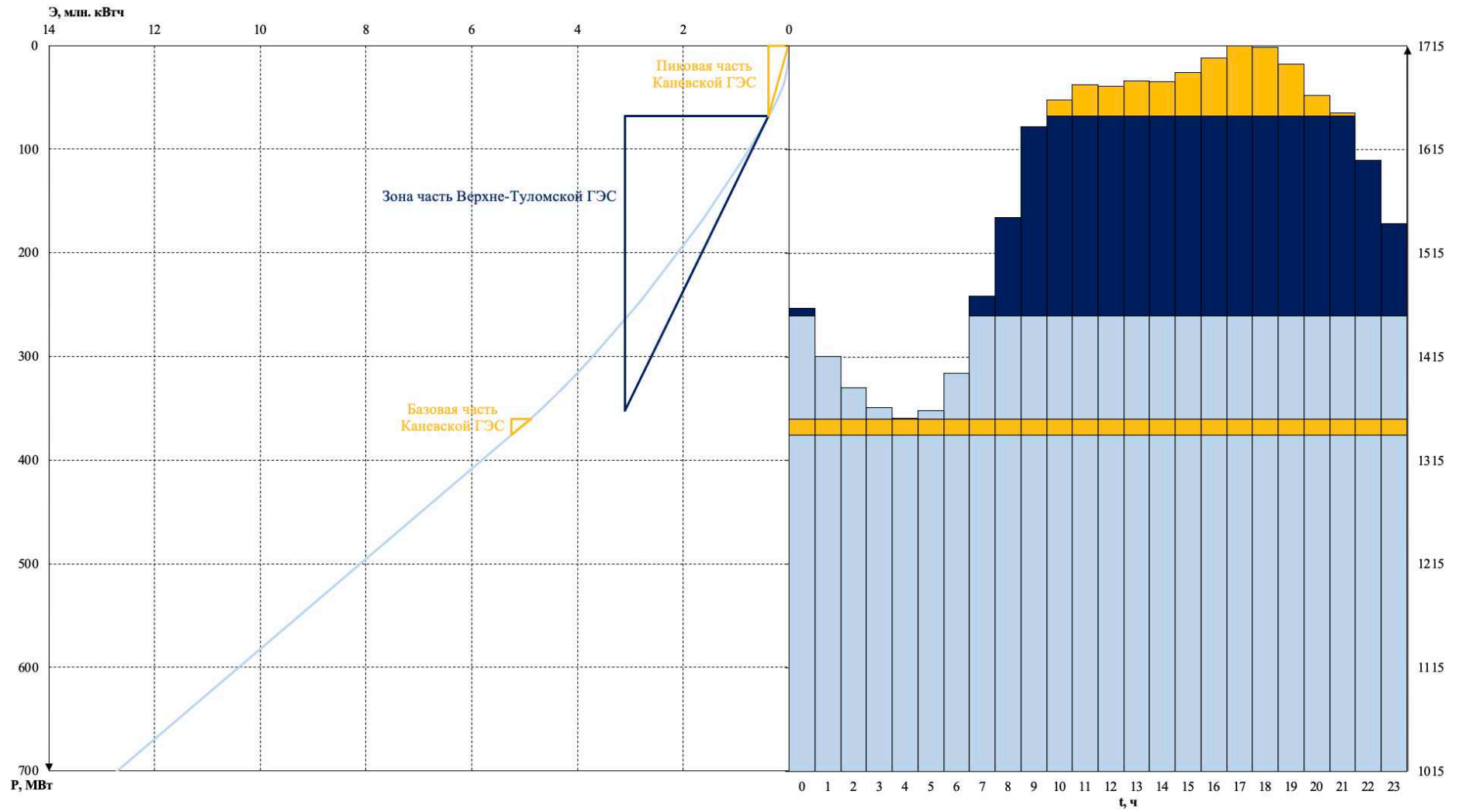


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки ноября – февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

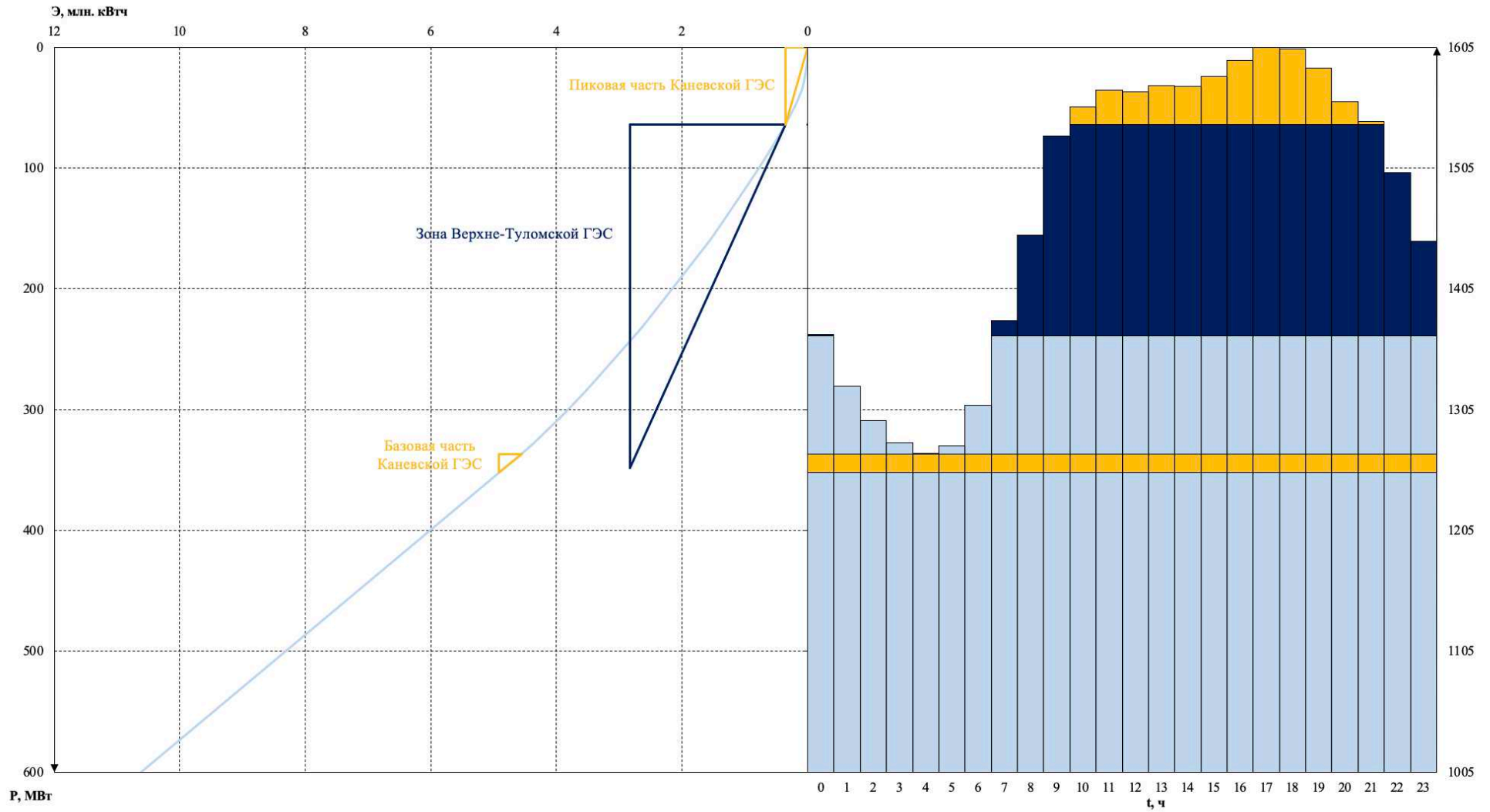


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября – марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

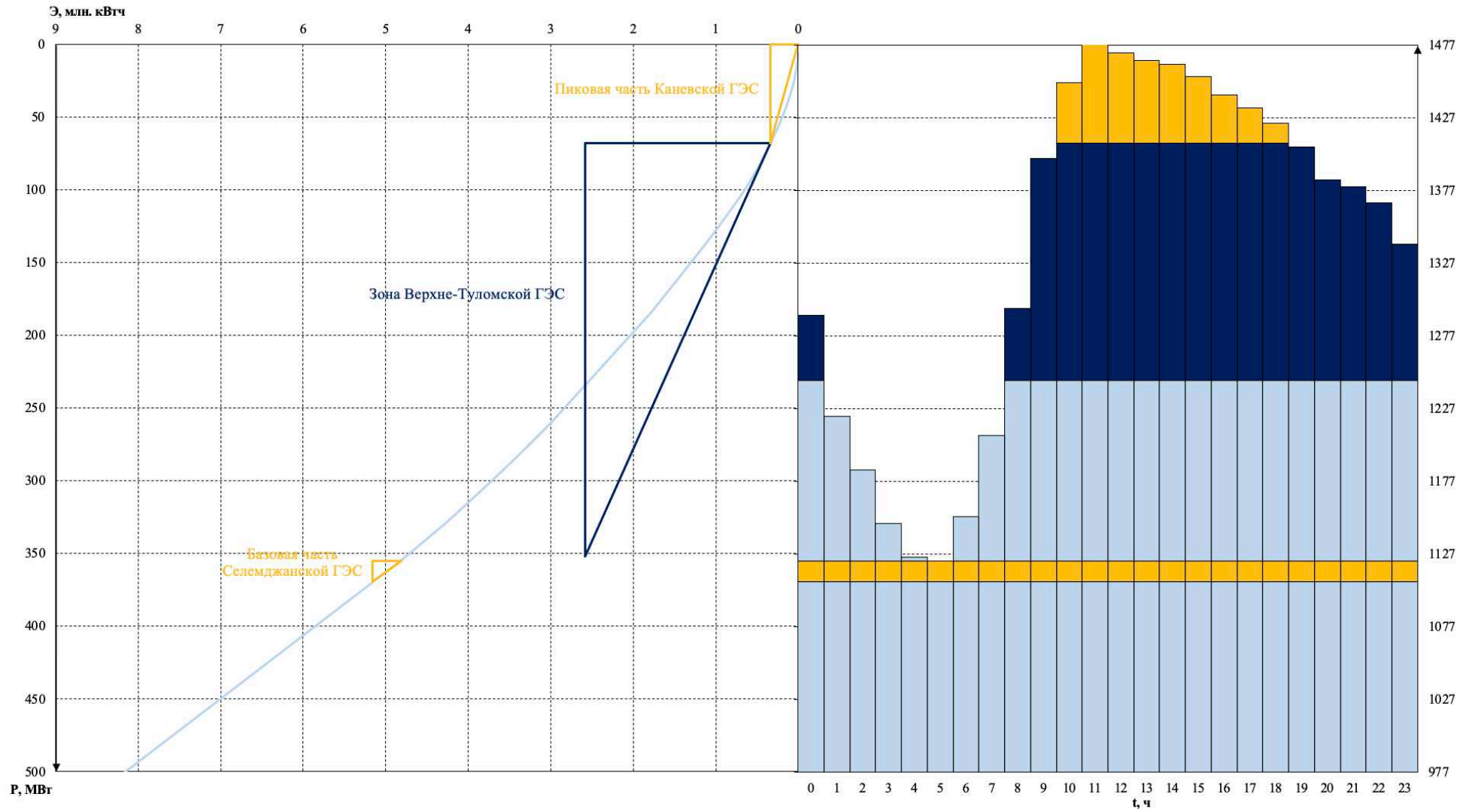


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки сентября – апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

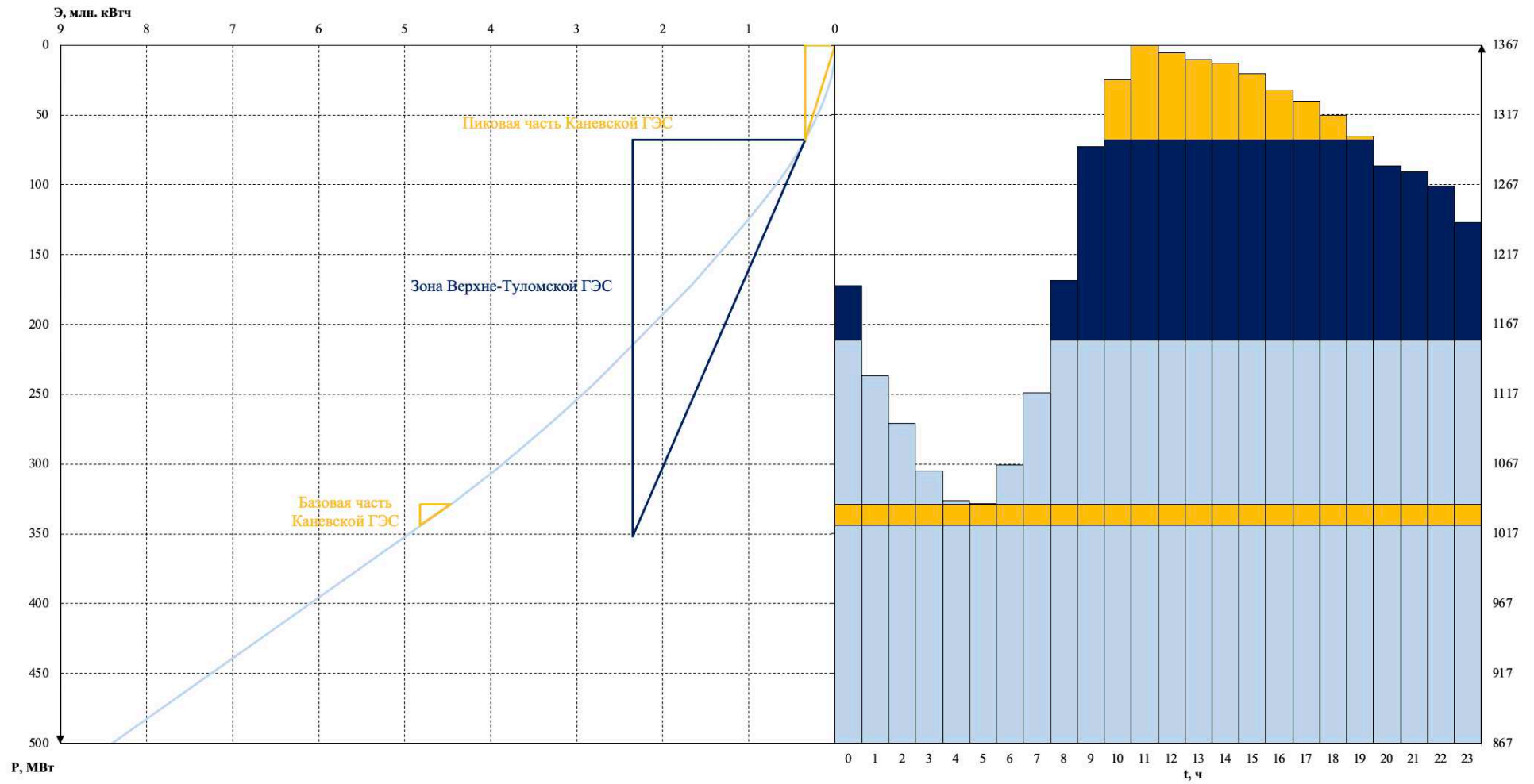


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа – мая, совмещённый с ИКН

Окончание приложения Б

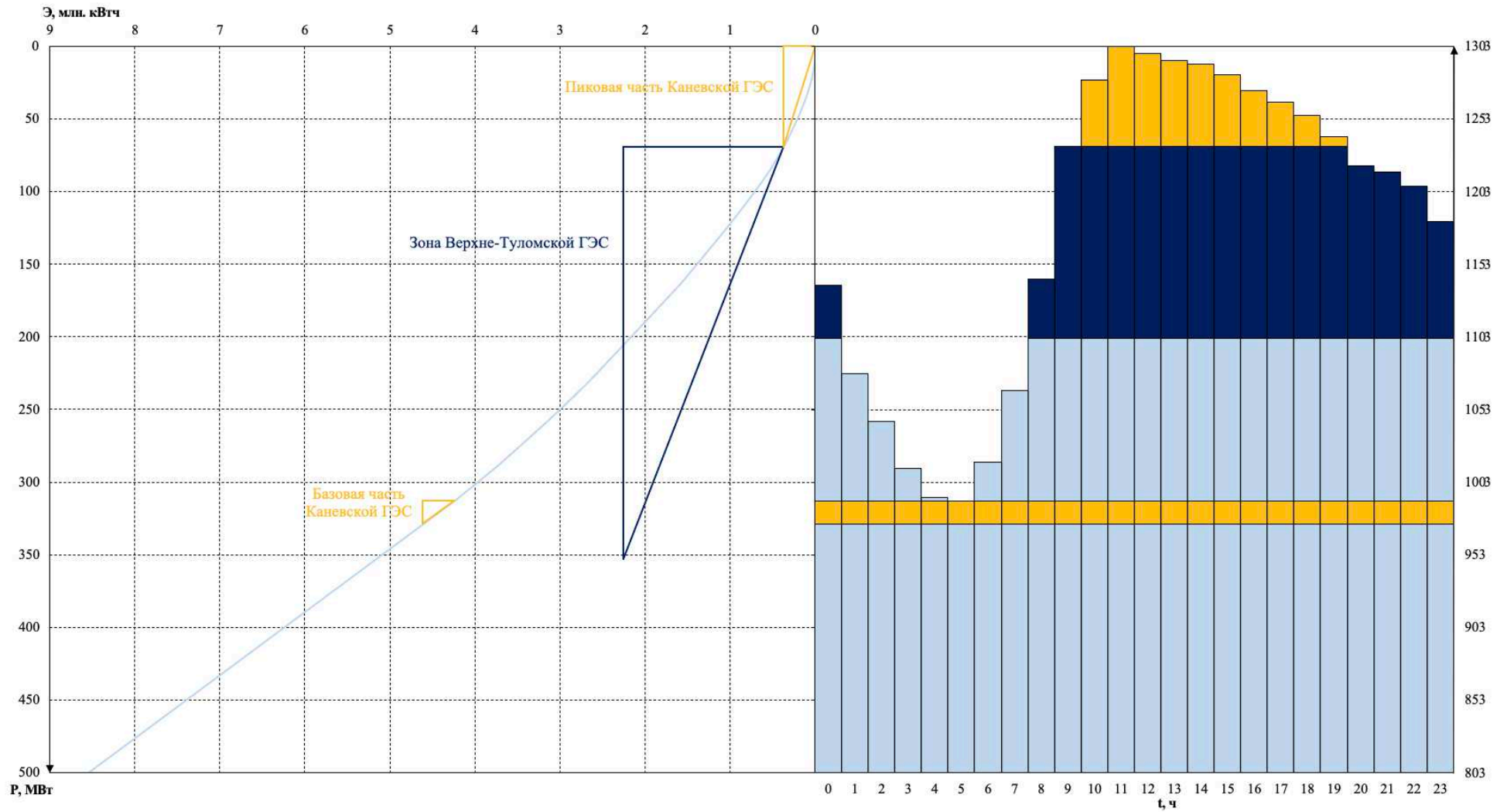


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки июня – июля, совмещённый с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{пред}, \text{ м}$	40	40
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{opt}, \text{ мин}^{-1}$	125	123
$Q'_{opt}, \text{ л/с}$	1020	1150
$\eta_{m opt}$	0,884	0,892
$Q_{I max}, \text{ л/с}$	1700	1630
$D'_{1м}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{мод}, \text{ м}$	4	4
$t_{мод}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20
$\nu_{мод} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,3	1,01

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{ м}$	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
$\eta_T, \text{ о. е.}$	0,923	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927
$N'_{agr}, \text{ МВт}$	29,14	33,18	37,48	42,04	46,87	51,96	58,41	65,25
$Z'_{agr}, \text{ ШТ}$	3,84	3,38	2,99	2,66	2,39	2,16	1,92	1,72
$Z_{agr}, \text{ ШТ}$	4	4	3	3	3	3	2	2
$N_{agr}, \text{ МВт}$	28,00	28,00	37,33	37,33	37,33	37,33	56,00	56,00
$m(\Delta_1), \text{ о. е.}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c, \text{ об/мин}$	176,4	165,4	155,8	147,1	139,4	132,5	125,0	118,4
$n_{синх}, \text{ об/мин}$	187,5	166,7	166,7	150	142,8	136,4	125	125
$n'_I(H_{min}), \text{ об/мин}$	141,88	134,50	142,86	136,08	136,70	137,42	133,45	140,97
$n'_I(H_{max}), \text{ об/мин}$	114,47	108,52	115,27	109,79	110,30	110,87	107,67	113,74
$n'_I(H_{расч}), \text{ об/мин}$	132,85	125,95	133,78	127,42	128,01	128,68	124,96	132,00
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,508	1,326	1,566	1,396	1,253	1,131	1,510	1,353
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,965	0,848	1,001	0,893	0,802	0,724	0,966	0,865
$Q'_I(H_{max}), \text{ л/с}$	0,695	0,610	0,540	0,482	0,432	0,390	0,347	0,155
$Q'_I(H_{min}), \text{ л/с}$	0,861	0,756	0,670	0,597	0,536	0,484	0,430	0,193

Таблица В.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

$D_1, \text{ м}$	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
$\eta_T, \text{ о. е.}$	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930
$N'_{agr}, \text{ МВт}$	28,04	31,92	36,06	40,45	45,09	49,99	56,19	62,77
$Z'_{agr}, \text{ ШТ}$	3,99	3,51	3,11	2,77	2,48	2,24	1,99	1,78
$Z_{agr}, \text{ ШТ}$	4	4	4	3	3	3	2	2
$N_{agr}, \text{ МВт}$	28,00	28,00	28,00	37,33	37,33	37,33	56,00	56,00
$m(\Delta_1), \text{ о. е.}$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_c, \text{ об/мин}$	173,1	162,3	152,8	144,4	136,8	130,0	122,7	116,1

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.3

D_1 , м	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
$n_{\text{синх}}$, об/мин	187,5	166,7	166,7	150	142,8	136,4	125	125
$n'_i(H_{\text{min}})$, об/мин	142,29	134,90	143,29	136,48	137,11	137,83	133,85	141,39
$n'_i(H_{\text{max}})$, об/мин	114,81	108,84	115,61	110,12	110,63	111,20	107,99	114,08
$n'_i(H_{\text{расч}})$, об/мин	133,25	126,32	134,18	127,80	128,39	129,06	125,34	132,40
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,508	1,326	1,174	1,396	1,253	1,131	1,510	1,353
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	0,965	0,848	0,751	0,893	0,802	0,724	0,966	0,865
$Q'_i(H_{\text{max}})$, л/с	0,697	0,612	0,542	0,483	0,145	0,391	0,174	0,156
$Q'_i(H_{\text{min}})$, л/с	0,863	0,759	0,672	0,599	0,179	0,485	0,216	0,193

Таблица В.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ40а-В		
	3,75	4,5	5
$H_{\text{max}} = 36,1$ м			
σ	0,153	0,163	0,177
Q , м ³ /с	68	90	120
$Z_{\text{НБ}}(Q)$, м	31,78	32,23	32,77
H_s , м	2,92	2,60	2,06
$\nabla Z_{\text{р.к.}}$, м	34,70	34,83	34,84
$H_{\text{расч}} = 26,8$ м			
σ	0,203	0,433	0,402
Q , м ³ /с	69	138	161
$Z_{\text{НБ}}(Q)$, м	31,79	33,08	33,43
H_s , м	3,03	-3,15	-2,30
$\nabla Z_{\text{р.к.}}$, м	34,83	29,93	31,13
$H_{\text{min}} = 23,5$ м			
σ	0,195	0,414	0,382
Q , м ³ /с	63	98	144
$Z_{\text{НБ}}(Q)$, м	31,69	32,39	33,18
H_s , м	3,89	-1,26	-0,51
$\nabla Z_{\text{р.к.}}$, м	35,58	31,13	32,67

Таблица В.5 – Основные размеры генератора СВ-720/80-44

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,52
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_c)D_i$	8,13
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	7,20
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{вк}}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	0,76
	Диаметр лучей $D_{\text{вк}}$	$D_{\text{ст}}$	8,13
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	1,27
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	3,17

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.5

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Надстройка	Высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,50
	Диаметр D_0	(от 0,2 до 0,25) D_i	1,59
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	9,51
	Минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,50
Исполнение	Зонтичное		

Таблица В.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
r_i	8,95	8,52	8,09	7,66	7,23	6,80	6,37
b_i	4,08	3,74	3,44	3,16	2,91	2,70	2,51
r_k	4,41	4,32	4,24	4,16	4,10	4,04	3,99
r_k/r_a	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,05	1,04
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,14	0,11	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03
r_i/r_a	2,32	2,21	2,10	1,99	1,88	1,77	1,66
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,84	0,79	0,74	0,69	0,63	0,57	0,50
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	3,44	2,97	2,55	2,17	1,84	1,54	1,27
$r_k \cdot ctgy$	16,45	16,11	15,81	15,53	15,28	15,07	14,88
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	2,22	1,84	1,51	1,21	0,94	0,71	0,52
m_i	2,08	1,74	1,44	1,16	0,91	0,70	0,51
J_i	3,56	3,13	2,75	2,39	2,07	1,78	1,52
φ_i	210,00	184,97	162,07	141,23	122,33	105,22	89,73
a_i	5,10	4,67	4,24	3,81	3,38	2,95	2,52

Продолжение таблицы В.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
r_i	5,95	5,52	5,09	4,66	4,23	3,80	3,375
b_i	2,35	2,22	2,12	2,05	2,01	2,00	2,02
r_k	3,94	3,91	3,88	3,86	3,85	3,85	3,85
r_k/r_a	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
r_i/r_a	1,54	1,43	1,32	1,21	1,10	0,99	0,88
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,43	0,36	0,28	0,19	0,09	-0,01	-0,13
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	1,02	0,80	0,59	0,39	0,19	-0,02	-0,27
$r_k \cdot ctgy$	14,72	14,59	14,49	14,42	14,38	14,37	14,39

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,36	0,22	0,12	0,05	0,01	0,00	0,02
m_i	0,35	0,22	0,12	0,05	0,01	0,00	0,02
J_i	1,28	1,06	0,86	0,66	0,45	0,24	0,00
φ_i°	75,63	62,66	50,48	38,69	26,78	14,11	-0,14
a_i	2,10	1,67	1,24	0,81	0,38	-0,05	-0,48

Таблица В.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

$\varphi,^\circ$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, м$	3,85	3,90	4,33	4,86	5,40	5,90	6,36	6,80

Окончание таблицы В.7

$\varphi,^\circ$	120	135	150	165	180	195	210
$r, м$	7,16	7,51	7,85	8,13	8,42	8,69	8,95

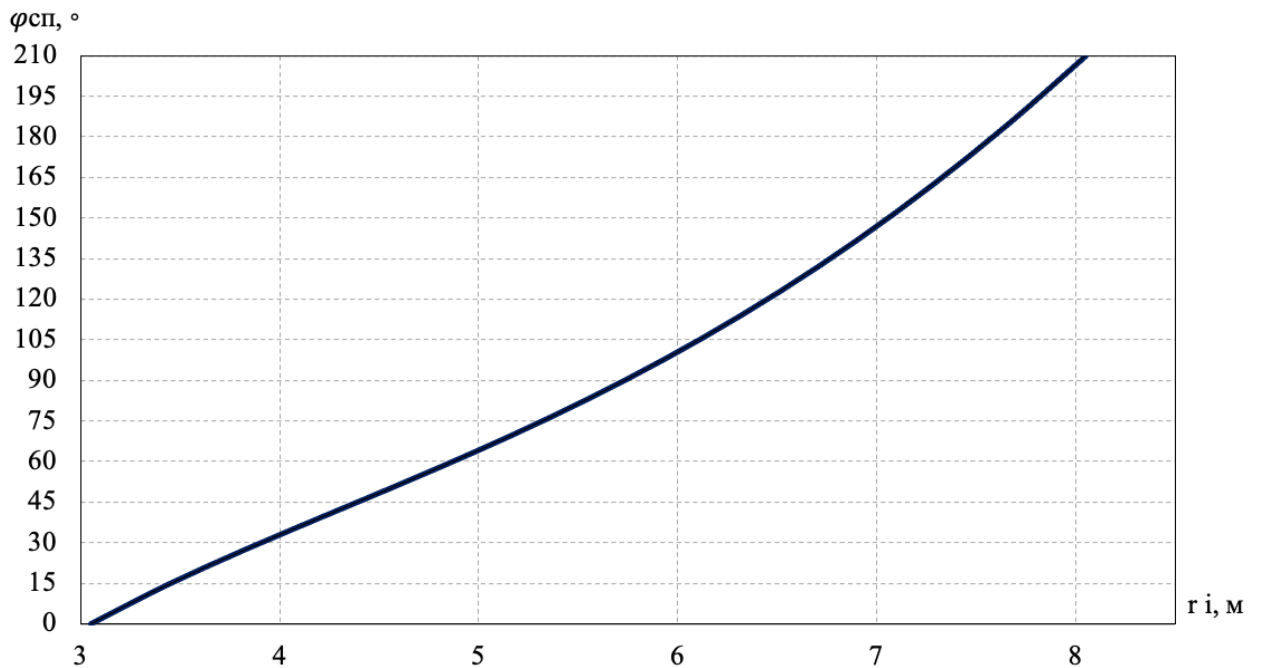


Рисунок В.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Продолжение приложения В

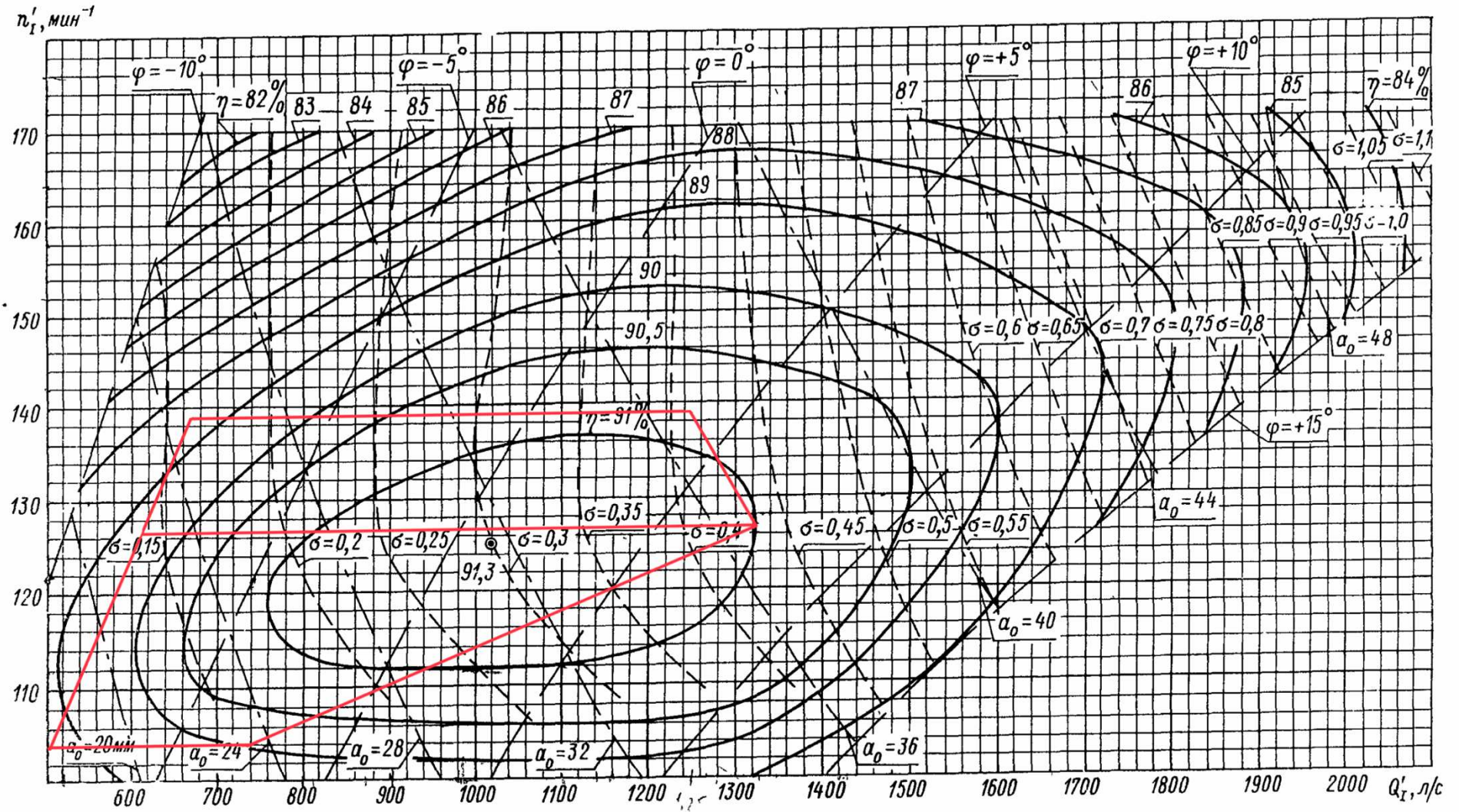


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-450

Продолжение приложения В

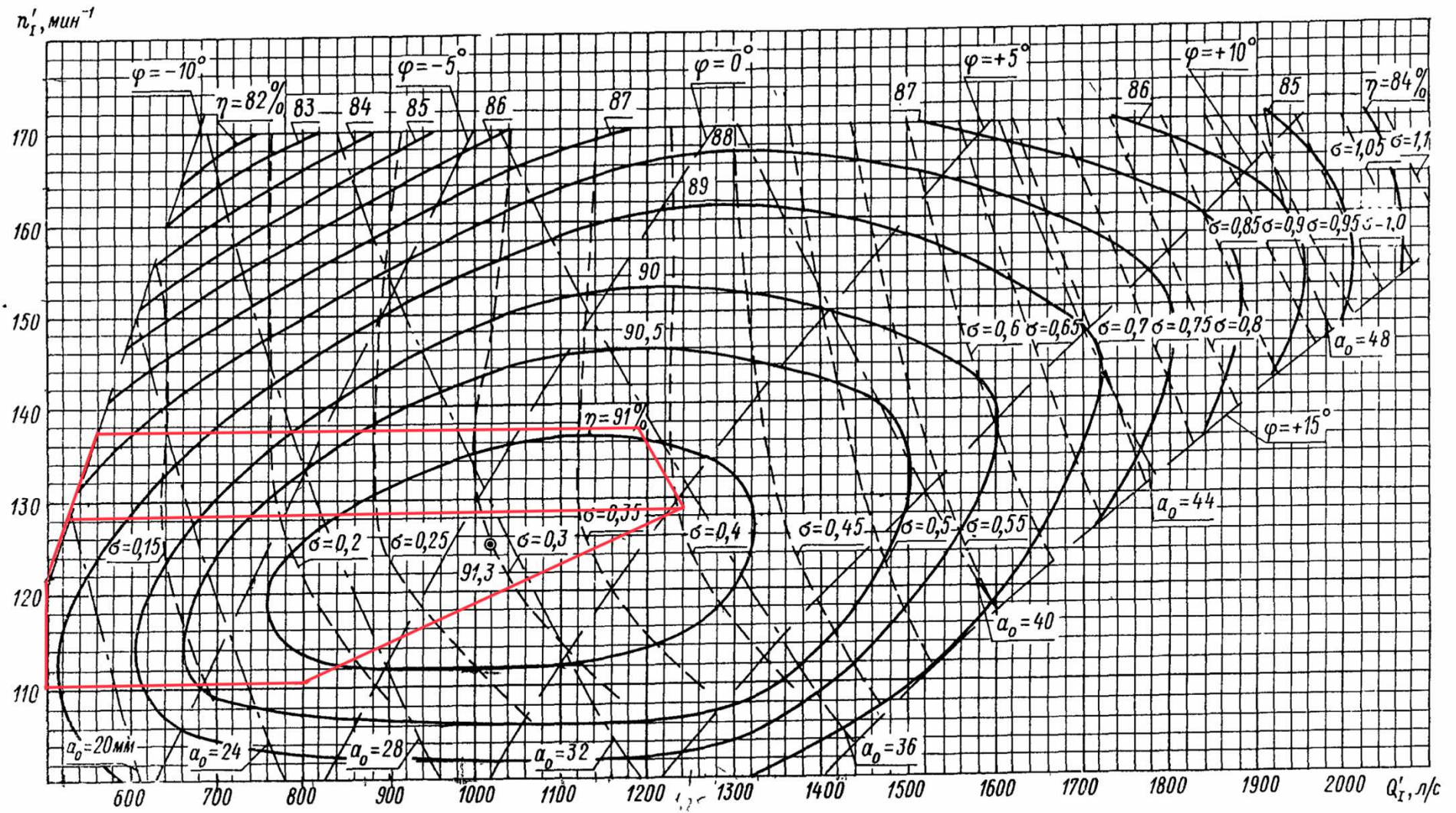


Рисунок В.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-500

Продолжение приложения В

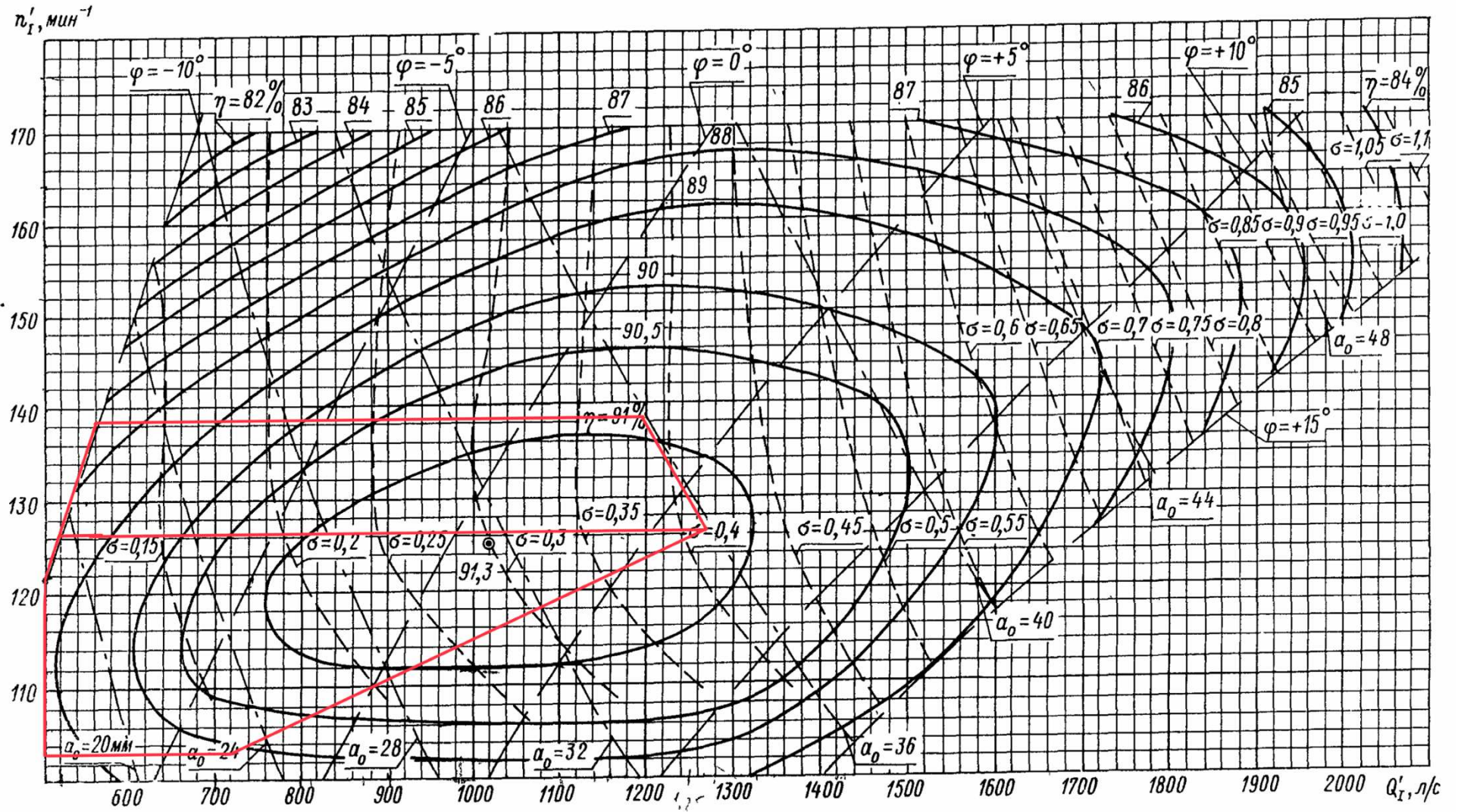


Рисунок В.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-530

Окончание приложения В

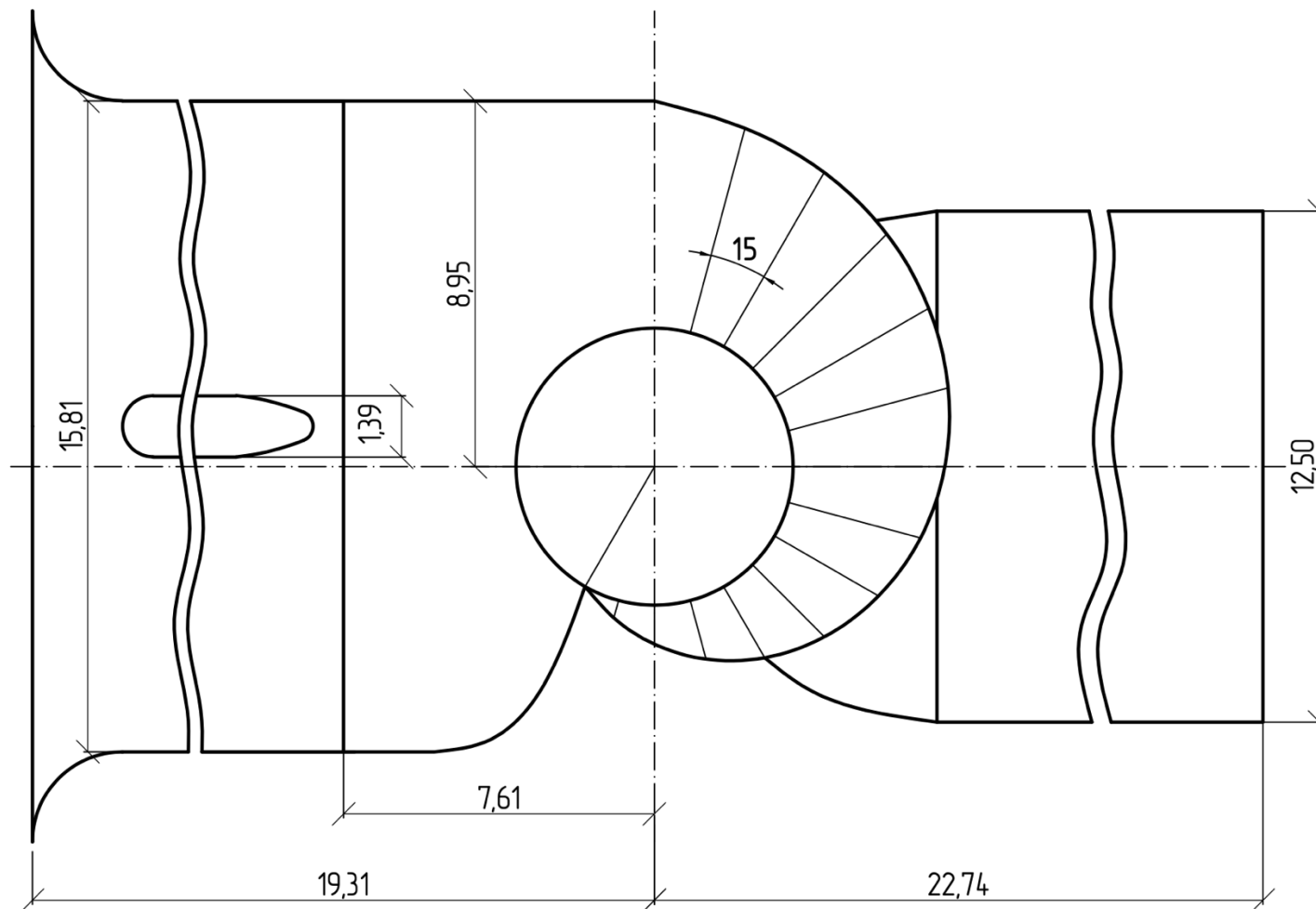


Рисунок В.6 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-720/80-44

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_{\Gamma}$, о.е.	$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{НОМ}}$, МВ·А	$S_{\Gamma \text{НОМ}}$, МВ·А				x''_d	x'_d	x_d
44,7	38,0	10,5	0,85	136,4	0,20	0,20	0,92

Таблица Г.2 – Паспортные данные трансформатора ТДН-63000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
63	230	10,5	11,5	300	82	0,8

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-100000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
100	230	10,5	11	460	70	0,5

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-2000/10 УЗ

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
2,0	10,5	6,0	6,0

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДН-63000/220-У1	80000
ТДЦ-100000/220-У1	126000
ТС-2000/10 УЗ	24000
ОРУ-220	78000

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.о}}$, кА	I_{γ} , кА
1ф	7	7,32	17,77
3ф	7	4,91	11,92
3ф	1	13,92	38,88

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10-53/4000	Разъединитель РВРЗ-10/4000 МУЗ
$U_{\text{НОМ}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 2,581$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 4,0$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 4000$ А
$I_{\text{п0}} = 13,92$ кА	$I_{\text{отк}} = 63$ кА	$i_{\text{эл.ст}} = 50$ кА

Продолжение приложения Г

Окончание таблицы Г.7

$i_y = 38,88 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.СТ}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 13,92^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 17,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 2581 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$

Таблица Г.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
-			-	$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица Г.11 – Сводная таблица по выбору ячейки ОРУ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 118 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 13,92 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y = 38,88 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 13,92^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 17,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{раб max}} = 247 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$

Продолжение проложения Г

Таблица Г.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

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

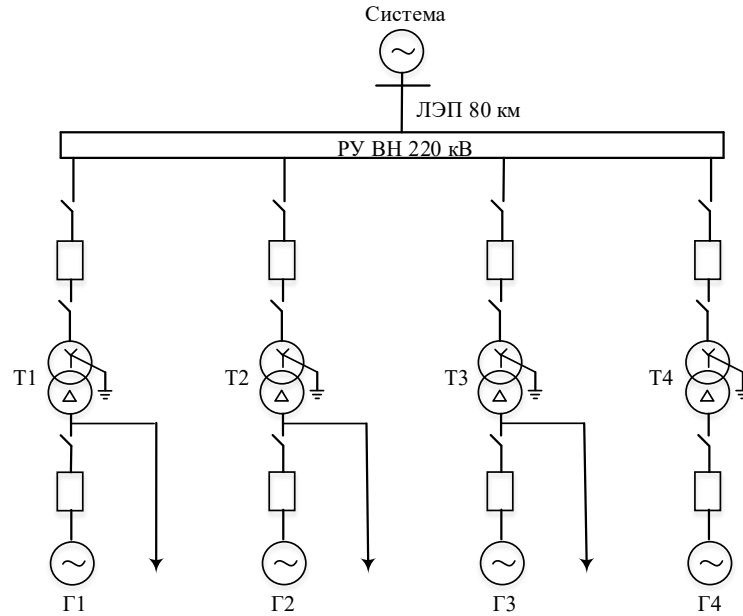


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

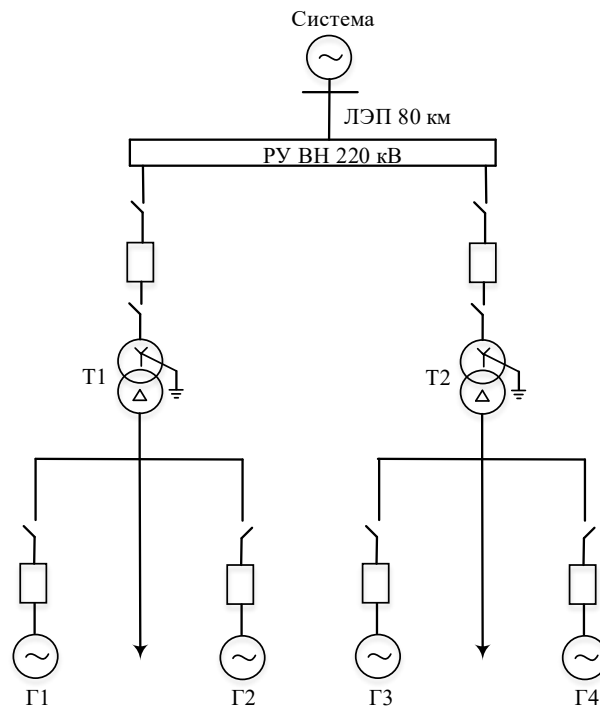


Рисунок Г.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

Продолжение приложения Г

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 1		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 3		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ОРУ		230
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		230

Рисунок Г.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Г2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Г3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - ОРУ	4,00	96,56					0,046
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - ОРУ	4,00	96,56					0,046
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - ОРУ	4,00	96,56					0,046
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			ОРУ - Система	19,25	211,60					

Рисунок Г.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,035	0,493	0,035	0,493	0,105	1,480	11,870
2			2	Г2	2	0,035	0,493	0,035	0,493	0,105	1,480	11,870
3			3	Г3	3	0,035	0,493	0,035	0,493	0,105	1,480	11,870
4			4	Система	8	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок Г.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					13,9180	-85,94

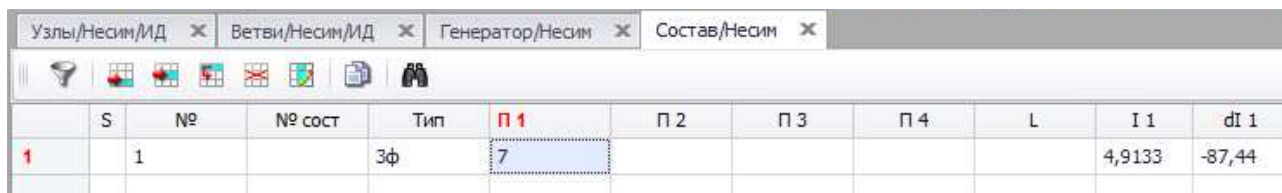
Рисунок Г.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

Окончание приложения Г



	S	№	№ сост	Тип	П 1	...	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1		1		1ф	7			2,4380	-87,43			2,4380	-87,43			2,4380	-87,43

Рисунок Г.7 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ



	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	7					4,9133	-87,44

Рисунок Г.8 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Д.1 – Паспортные данные генератора СВ-720/80-44

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	44,7
	активная, МВт	38,0
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2458
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1100
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		300
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,92
	переходное, о. е.	0,30
	сверхпереходное, о. е.	0,20
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,7

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТДН-63000/220-У1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	63
Номинальное напряжение, кВ	230/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	11,5
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица Д.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-2000/10-УЗ
Мощность номинальная, кВ · А	2000
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	6,0
Мощность короткого замыкания, кВт	18
Мощность холостого хода, кВт	4

Таблица Д.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-320-1400-2,5 УХЛ4	1400/2340	320/490

Продолжение приложения Д

Таблица Д.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВ · А	Номинальные напряжения обмоток			Ток преобразователя, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ	1342	10,5	475	600	2000

Таблица Д.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Таблица Д.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,25	0,18
Длительность (с)	30	83	120	188	333	480	700

Таблица Д.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3600	1200	450	340	280	160	80	5	5

Таблица Д.9 – 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

Таблица Д.10 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	IDG	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,45 \cdot I_H$	1,86 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	-

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.10

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,9 \cdot I_H$	3,69 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,15 А	
		$I_{ОТС}$	$2 \cdot I_H$	8,20 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	7 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	1,5	150 В
		1 ступень	U_{CP1}	1,2	120 В
Защита обратной послед. от несимм. к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	0,07	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,18	0,74 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	0,80	3,28 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	1,07	4,39 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	1,1	4,51 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	1,531	6,28 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,197	1,1 Ом
			$Z_{СМ1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,17 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	4,87 Ом
			$Z_{СМ2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,73 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	1,07	1,09 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	1,12	1,22 А
		Отсечка	$I_p ОТС.$	2,551	2,78 А
Защита ТСЗП	I_T	ТО	$I_{ТО}$	18,68	34,55 А
		МТЗ	$I_{МТЗ}$	2,07	3,83 А

Продолжение приложения Д

Таблица Д.11 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие защит									
Наименование	Обозначение	Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ			
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-			
ЗЗГ	U_0	t_1	-	-	-	-	-	+	-		
		t_2	+	+	+	-	-	-	-		
	U_{03}	t	+	+	+	-	-	-	-		
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+	-	-	-	-	-		
		2 ступень t_2	+	+	-	-	-	-	-		
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	+	-	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-	
		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		+	+	-	-	-	-		

Продолжение приложения Д

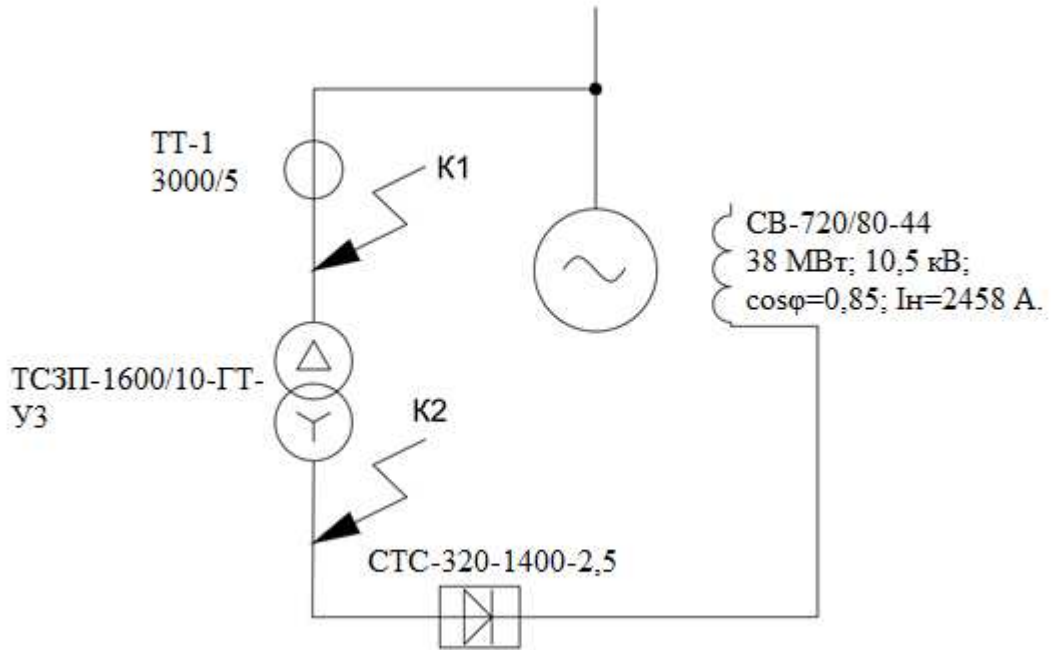


Рисунок Д.1 – Схема для расчёта защит преобразовательного трансформатора

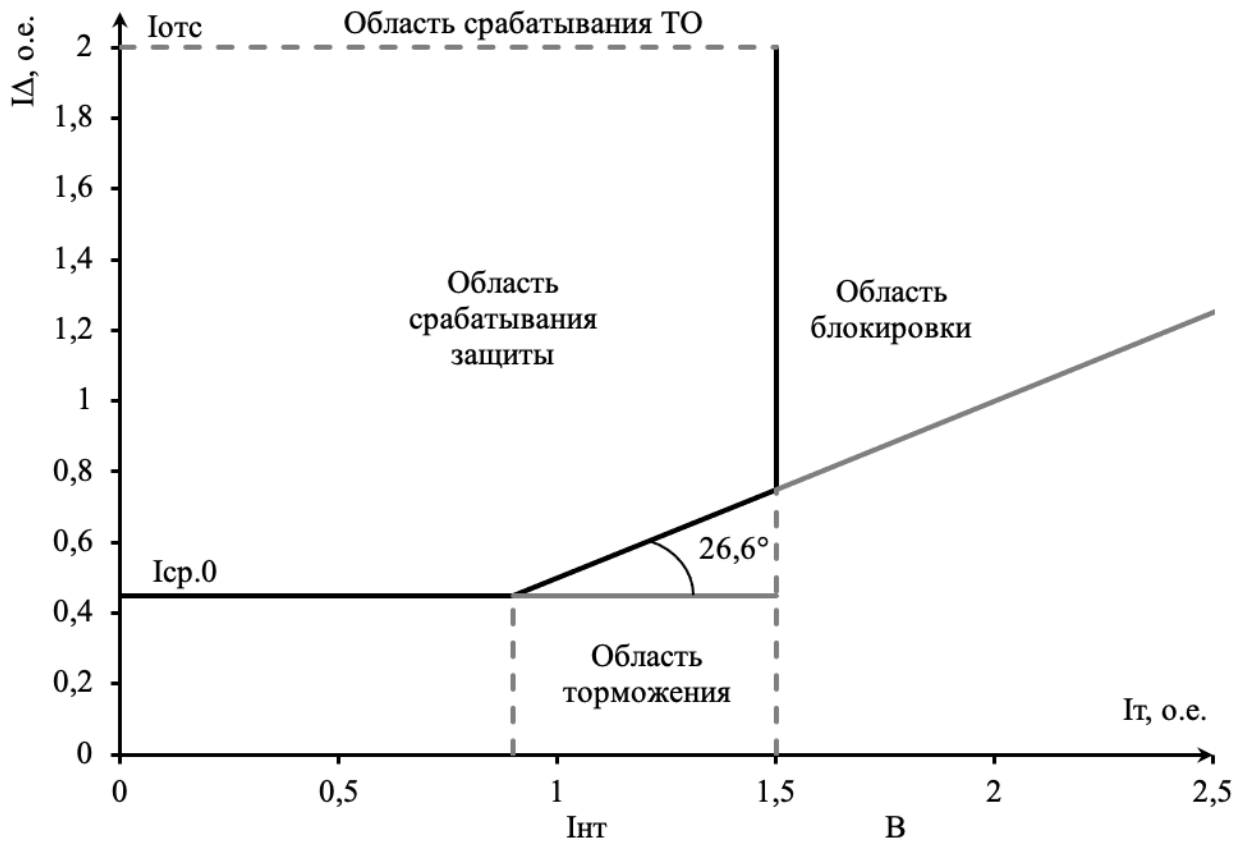


Рисунок Д.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Продолжение приложения Д

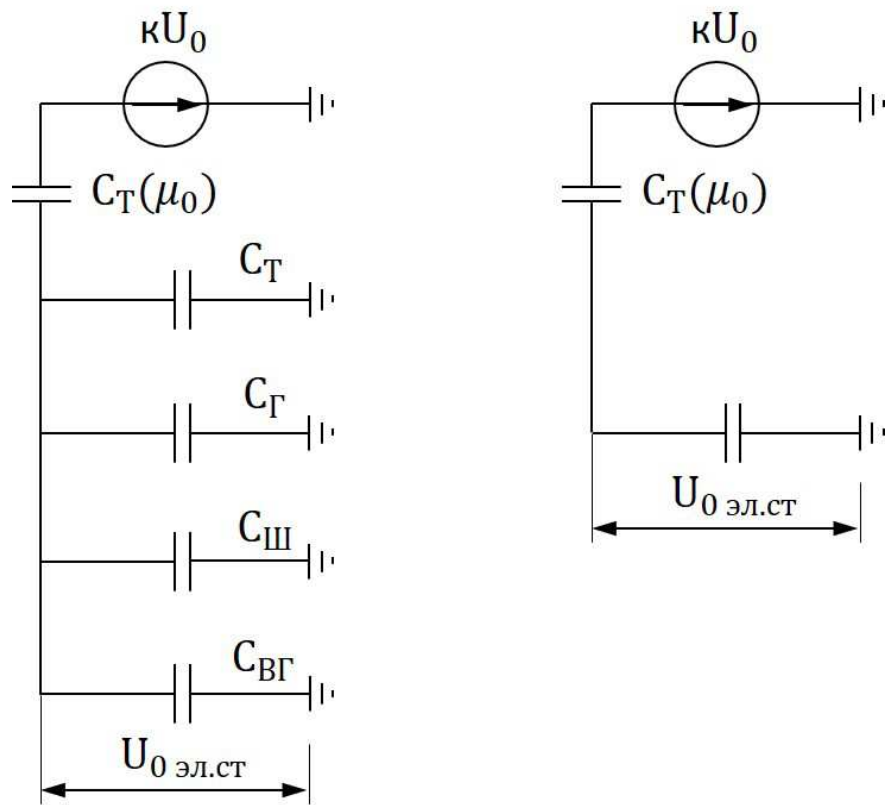


Рисунок Д.3 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

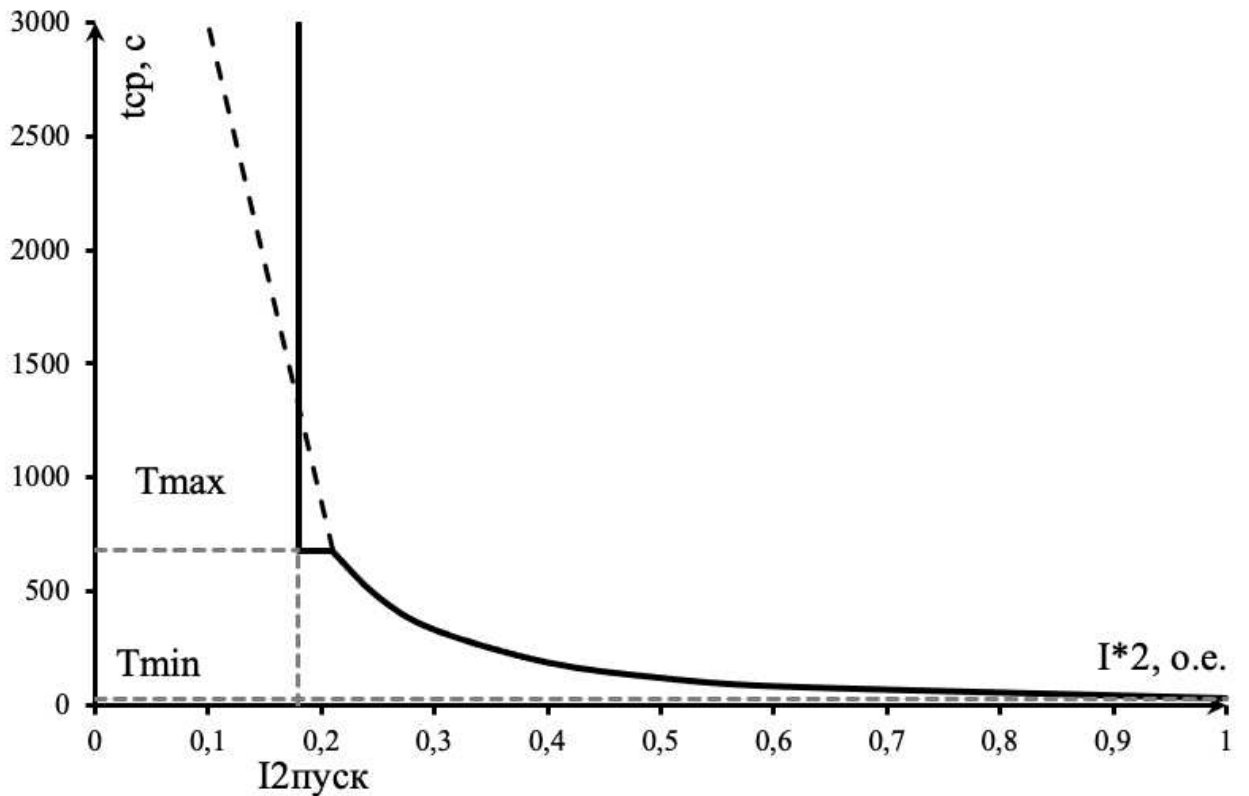


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Продолжение приложения Д

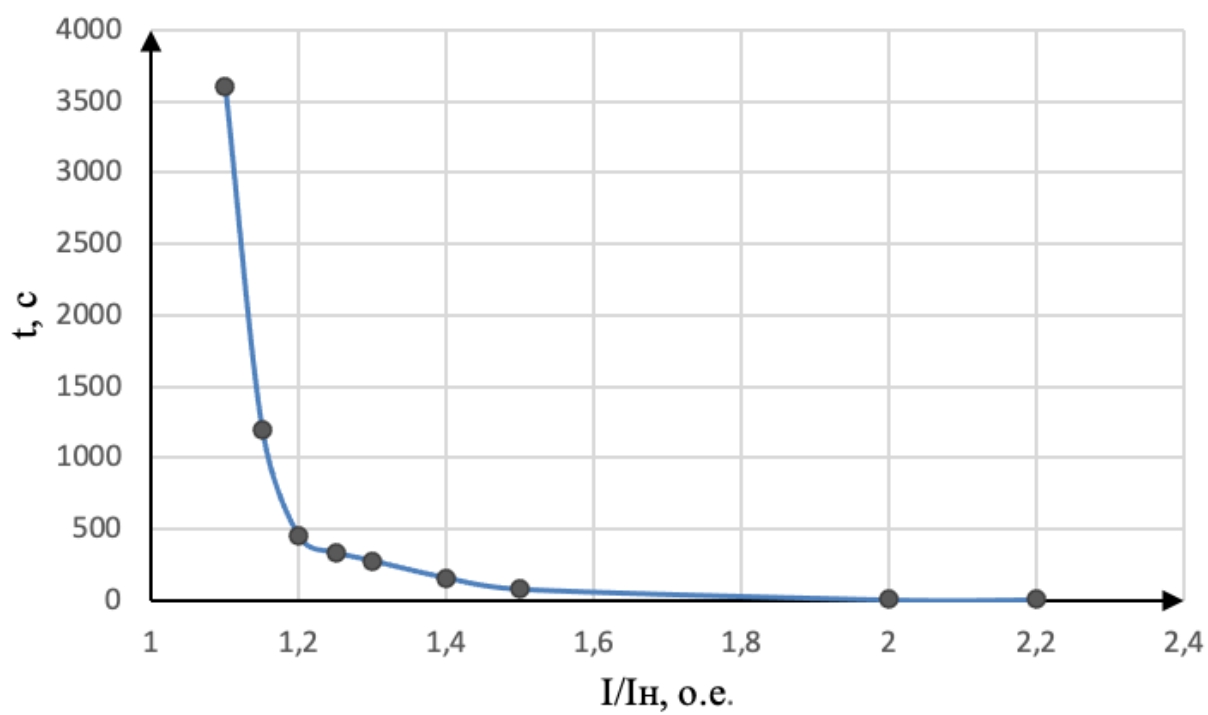


Рисунок Д.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Продолжение приложения Д

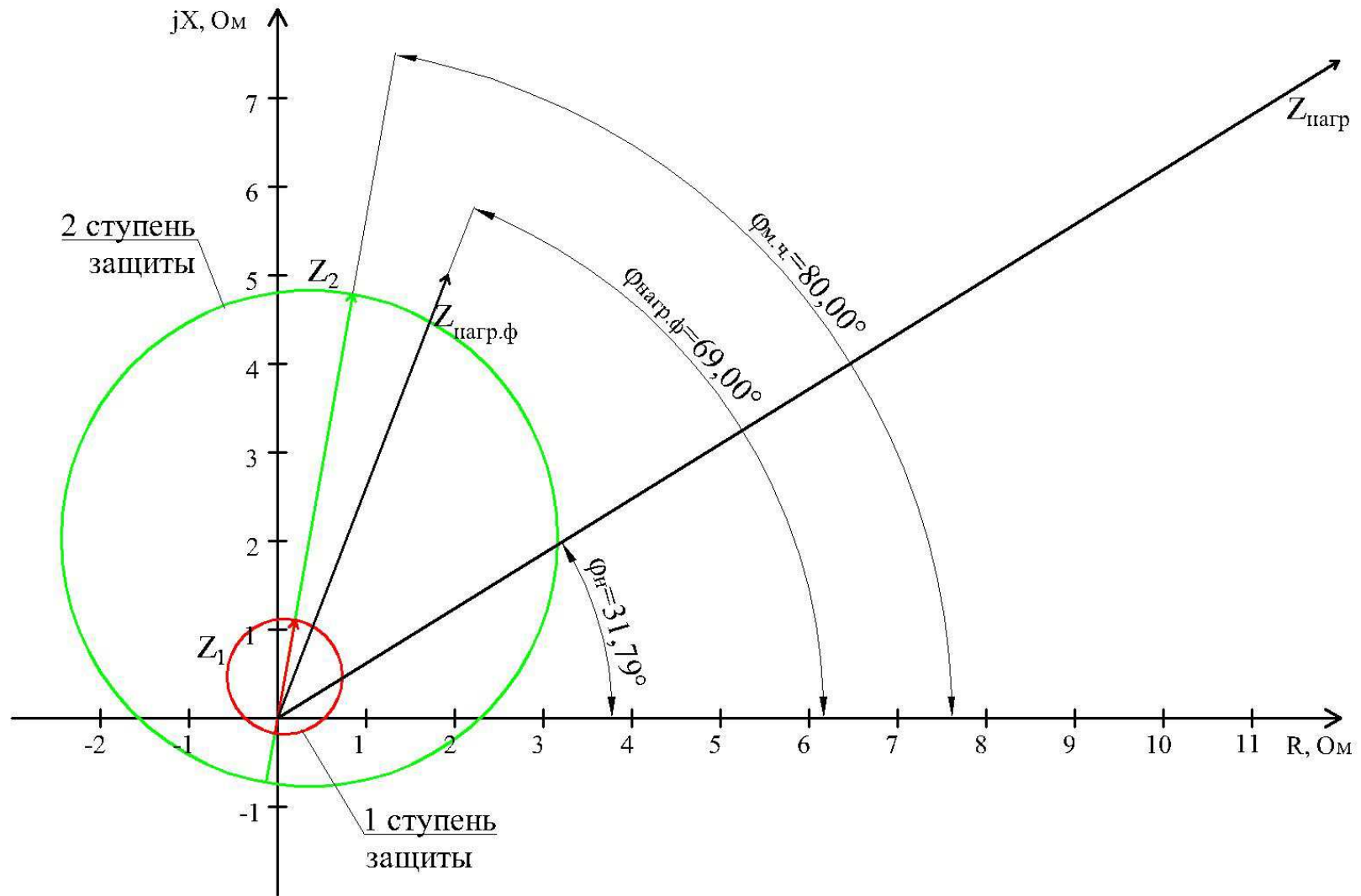


Рисунок Д.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

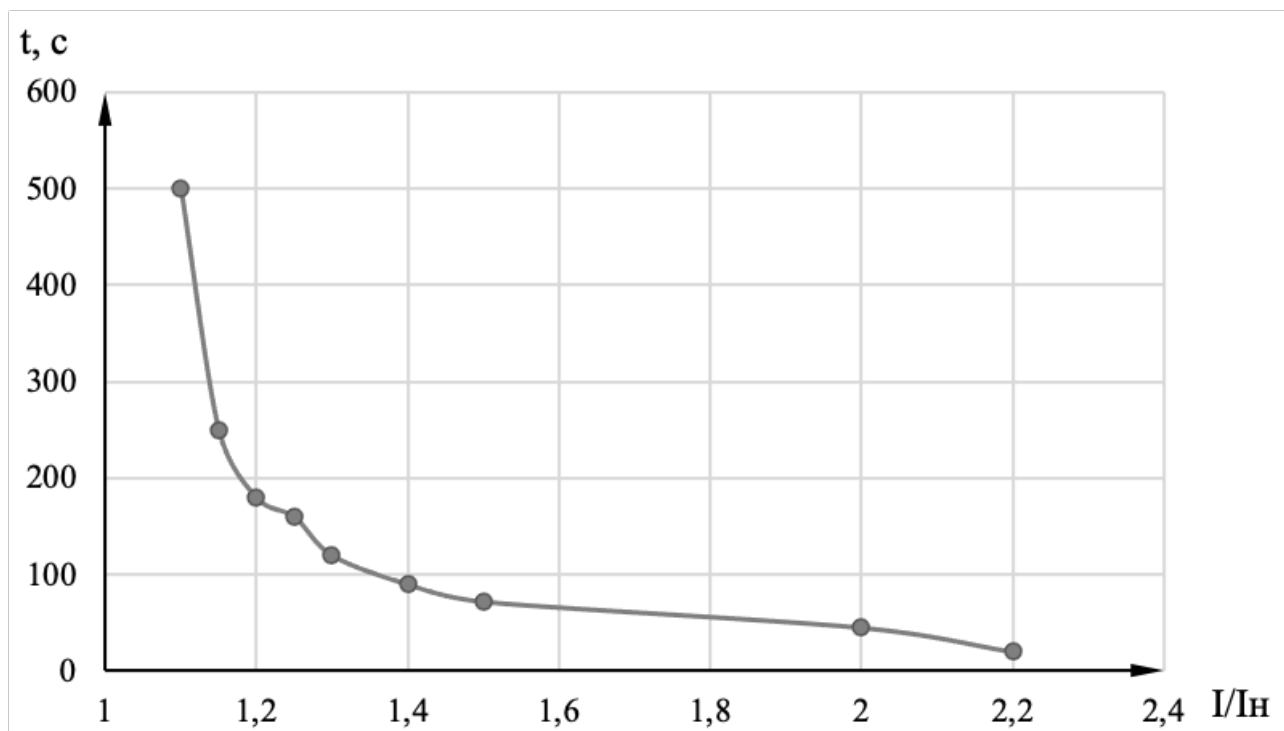


Рисунок Д.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0,0	0,504	2,0	1,235	8,0	4,94
0,1	0,036	0,4	0,144	2,1	1,369	8,4	5,476
0,2	0,007	0,8	0,028	2,2	1,508	8,8	6,032
0,3	0,000	1,2	0,000	2,3	1,683	9,2	6,612
0,4	0,006	1,6	0,024	2,4	1,894	9,6	7,200
0,5	0,027	2,0	0,108	2,5	1,960	10,0	7,840
0,6	0,060	2,4	0,24	2,6	2,122	10,4	8,488
0,7	0,100	2,8	0,400	2,7	2,289	10,8	9,156
0,8	0,146	3,2	0,584	2,8	2,462	11,2	9,848
0,9	0,198	3,6	0,792	2,9	2,640	11,6	10,560
1,0	0,256	4,0	1,024	3,0	2,824	12,0	11,296
1,1	0,321	4,4	1,284	3,1	3,013	12,4	12,052
1,2	0,394	4,8	1,576	3,2	3,207	12,8	12,828
1,3	0,475	5,2	1,900	3,3	3,405	13,2	13,620
1,4	0,564	5,6	2,256	3,4	3,609	13,6	14,436
1,5	0,691	6,0	2,644	3,5	3,818	14,0	15,272
1,6	0,764	6,4	3,056	3,6	4,031	14,4	16,124
1,7	0,873	6,8	3,492	3,7	4,249	14,8	16,996
1,8	0,987	7,2	3,948	3,8	4,471	15,2	17,884
1,9	1,108	7,6	4,432	3,9	4,698	15,6	18,792

Таблица Е.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,00	→	7808,81	13,30	103857,16
T_H	1,00	←	60,43	1,25	-75,64
G_6	0,95	↓	4991,33	7,31	-36476,14
$G_{пл}$	0,95	↓	10214,08	4,76	-48664,97
$W_{взв}$	1,00	↑	961,72	0,00	0,00
$W_{ф}$	1,00	↑	1772,78	7,79	13810,31
E_H	1,20	→	11,77	3,27	38,48
$W_{волн}$	1,00	→	3,25	39,31	127,63
W_H	1,00	↓	68,33	12,68	866,55
q_3	0,90	↓	12,88	11,75	-151,39
-	-	$\Sigma \downarrow$	18021,12	ΣM	33331,98

Таблица Е.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-388,85	-901,60
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-391,41	-222,99
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	404,36

Окончание приложения Е

Окончание таблицы Е.3

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-388,85	-34,43
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-391,41	-1090,15

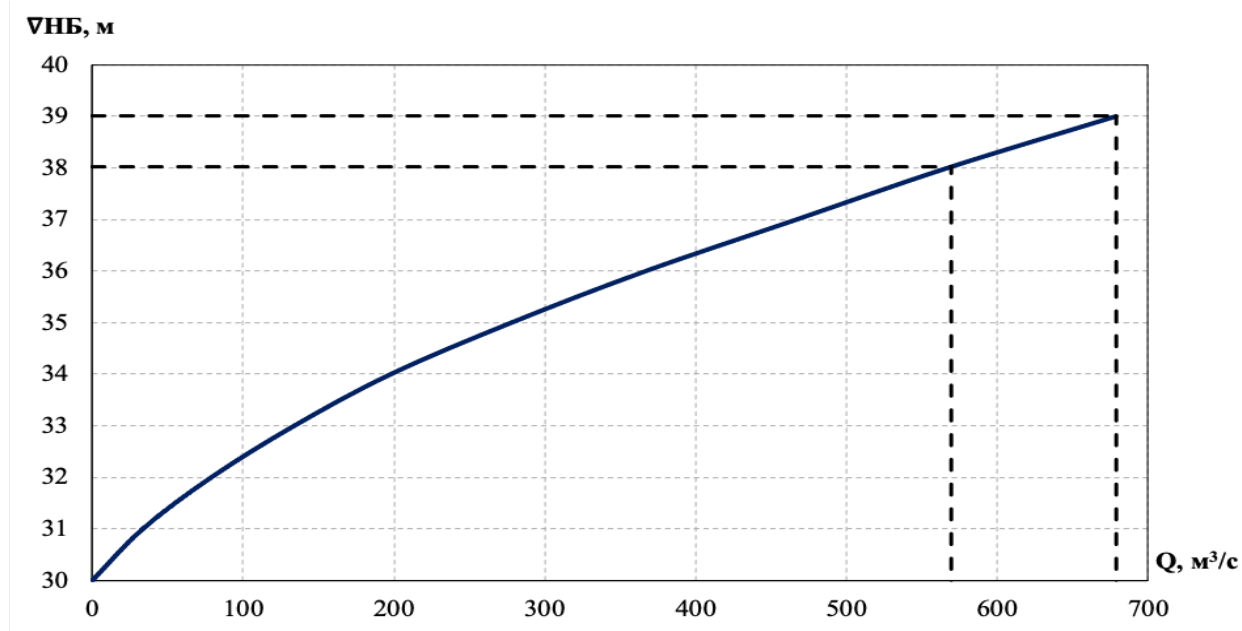


Рисунок Е.1 – Отметки ВНБ при основной и поверочной обеспеченностях

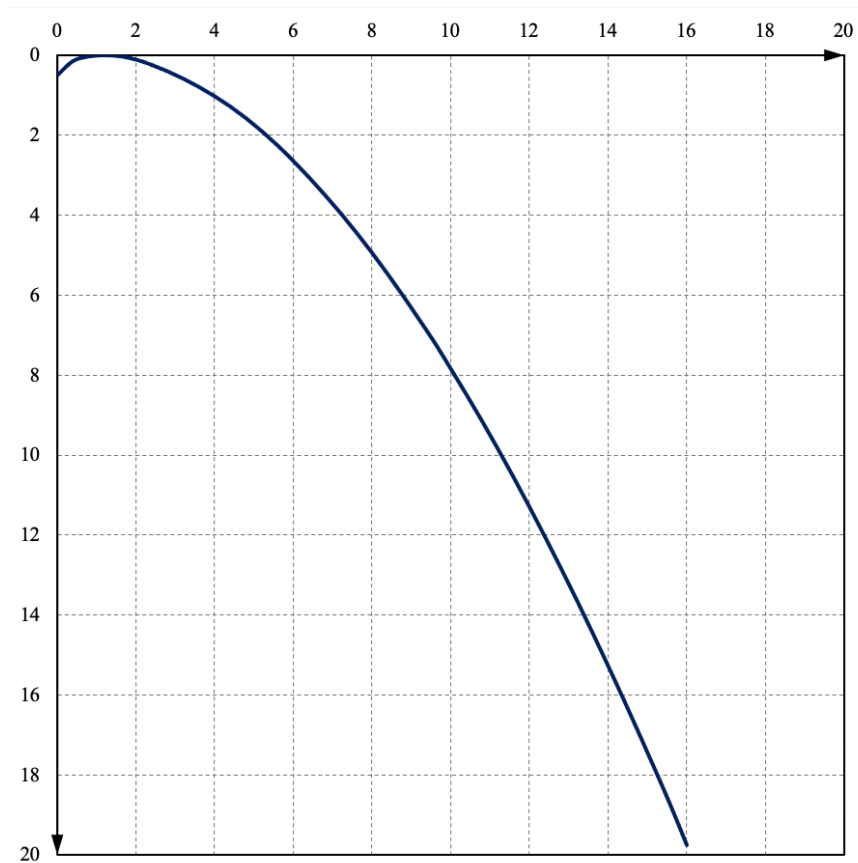


Рисунок Е.2 – Профиль А

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность	МВт	95	114	114	114	114
Число часов использования установленной мощности	Часы	3403	3403	3403	3403	3403
Выработка электроэнергии	МВт · ч	26944	32333	32333	32333	32333
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	269	323	323	323	323
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	26674	32009	32009	32009	32009
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт · ч	1235	1262	1289	1318	1346
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	32,94	40,39	41,26	42,18	43,08
НДС к выручке	млн. руб.	5,02	6,16	6,29	6,43	6,57

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	29,09
Прочие	274,0	31,24
Итого по ГЭС	–	50,27

Таблица Ж.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)		
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%

Таблица Ж.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	15,433
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	1,081
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,313
Итого	–	16,827

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	29,48	50,15	81,69	112,99	122,23
Расходы на страхование, млн.руб.	9,02	15,29	27,62	39,83	49,18
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	50,27	60,32	60,32	60,32	60,32
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	6,44	16,38	29,59	42,67	52,69
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	14,02	16,82	16,82	16,82	16,82
Налог на воду, млн.руб.	3,54	4,72	4,72	4,72	4,72
Итого, млн.руб.	112,79	163,71	220,80	277,39	305,98

Таблица Ж.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, млн.руб.	129,87	188,58	182,28	174,11	173,65
НДС, млн.руб.	156,64	213,81	218,37	223,20	189,85
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56
Налог на имущество, млн.руб.	16,20	29,39	48,56	85,35	97,87
Итого, млн.руб.	313,29	442,36	459,79	493,24	471,95

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	872,07	1071,12	1093,77	1118,05	1141,48
Текущие расходы, млн.руб.	112,79	163,71	220,80	277,39	305,98
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	868,13	1066,39	1089,04	1113,33	1136,76
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	777,31	941,221	905,40	871,75	865,54
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	145,61	188,24	181,08	174,35	173,10
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	631,70	752,97	724,32	697,40	692,43
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Каневская ГЭС на реке Поной»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	161
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	291,05
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,11
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,83
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,37
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	60187,2

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
В федеральный бюджет, млн.руб.	378,80	348,93	428,00	436,94	447,90
В региональный бюджет, млн.руб.	97,87	127,88	128,60	132,90	129,84
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	476,68	476,82	556,60	569,84	577,74



Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Продолжение приложения Ж

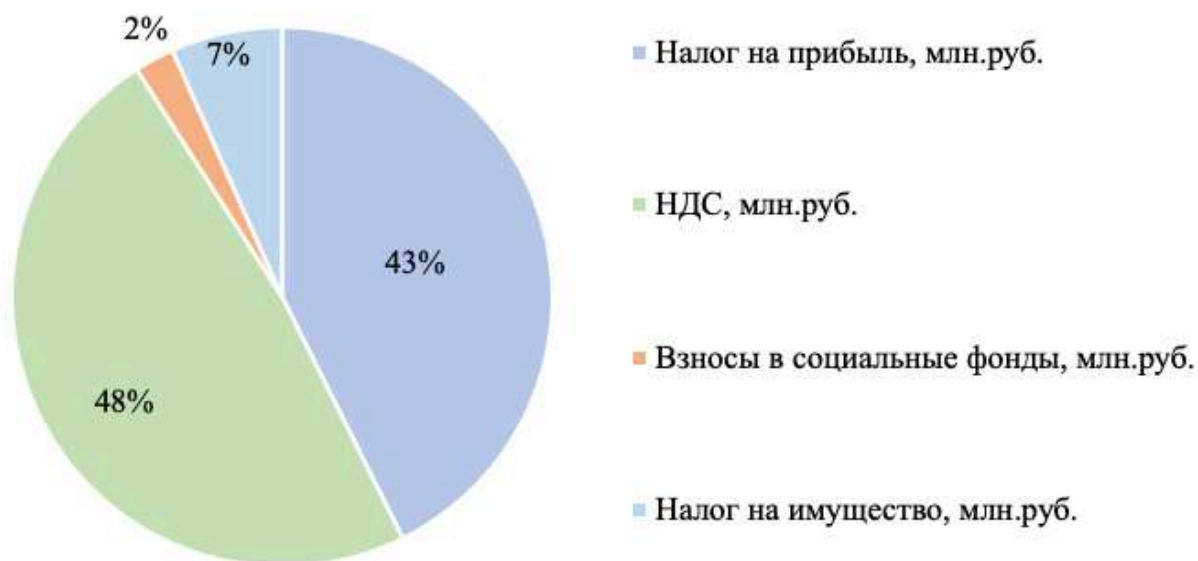


Рисунок Ж.2 – Структура налогов, %

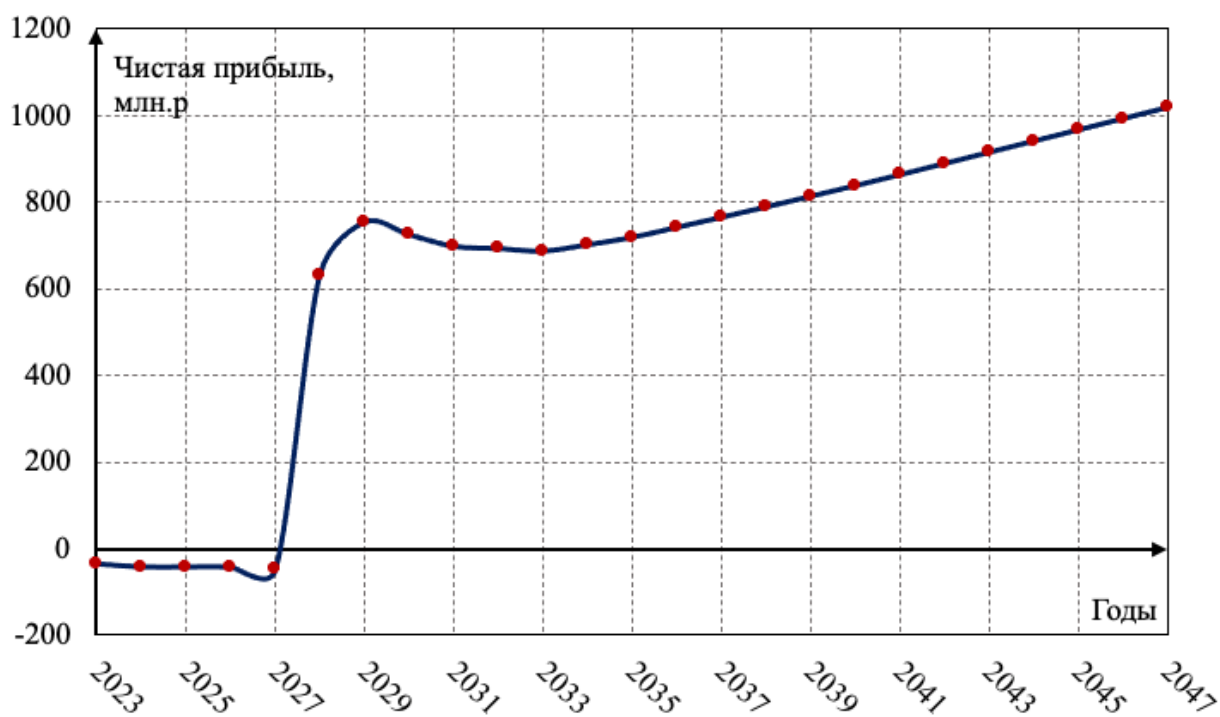


Рисунок Ж.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

Продолжение приложения Ж

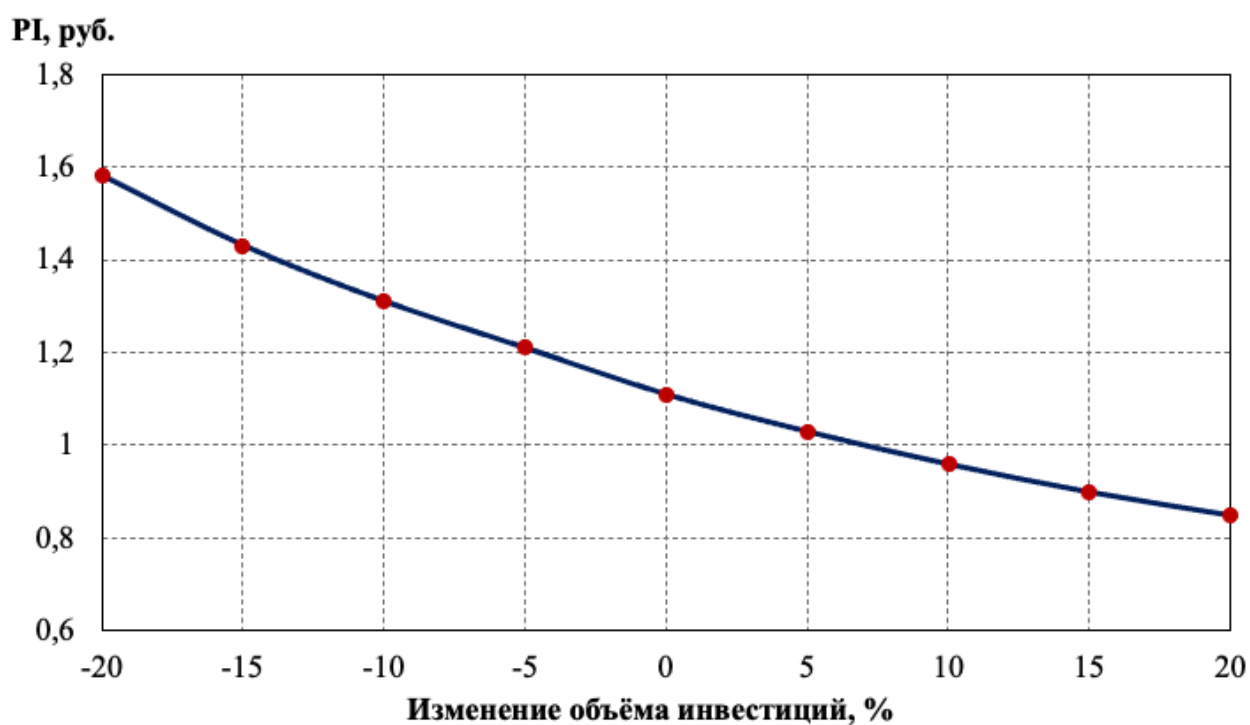


Рисунок Ж.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

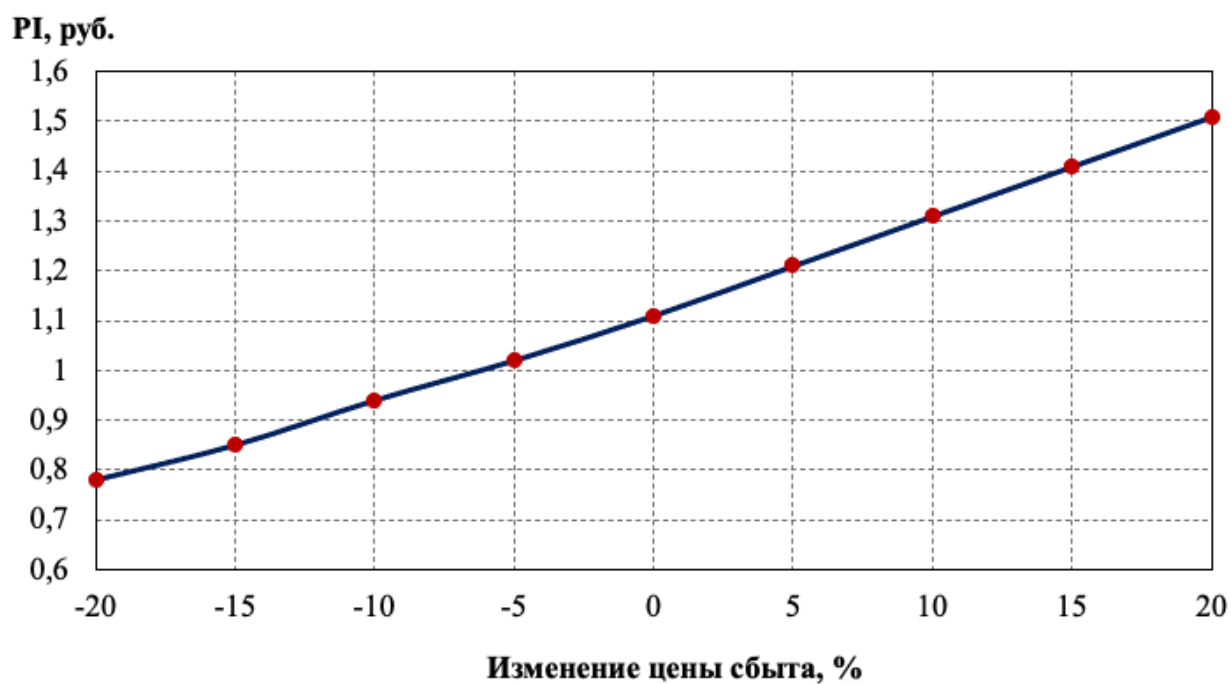


Рисунок Ж.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Продолжение приложения Ж

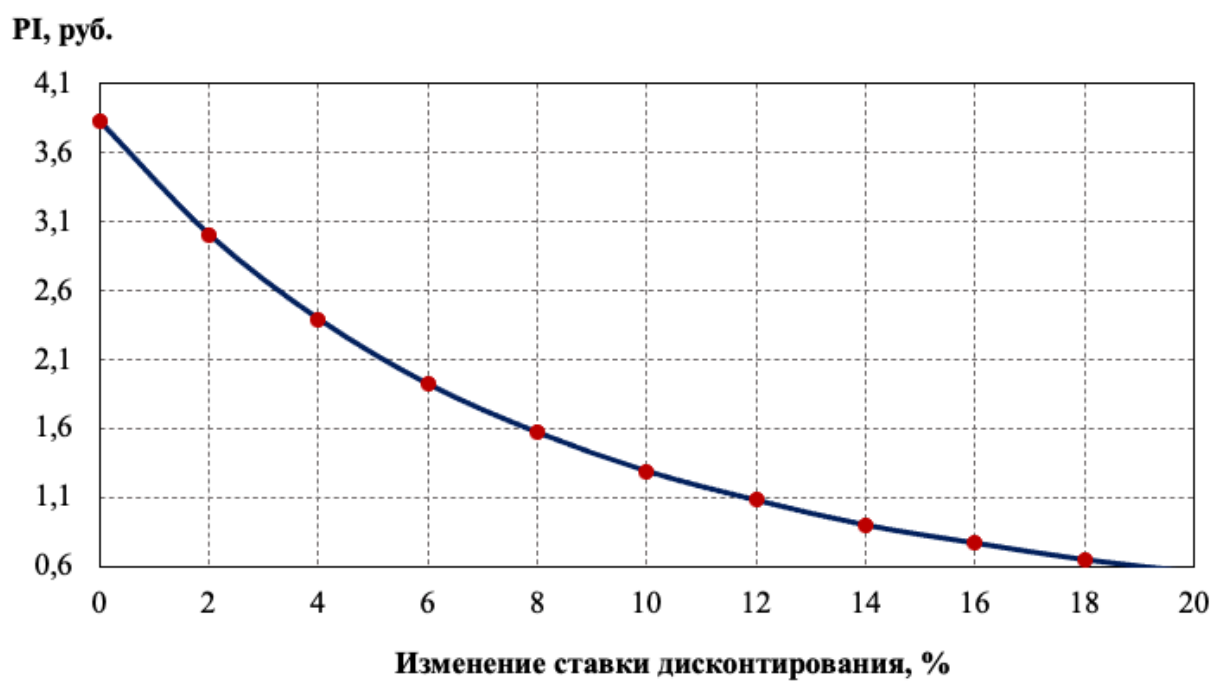


Рисунок Ж.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Окончание приложения Ж

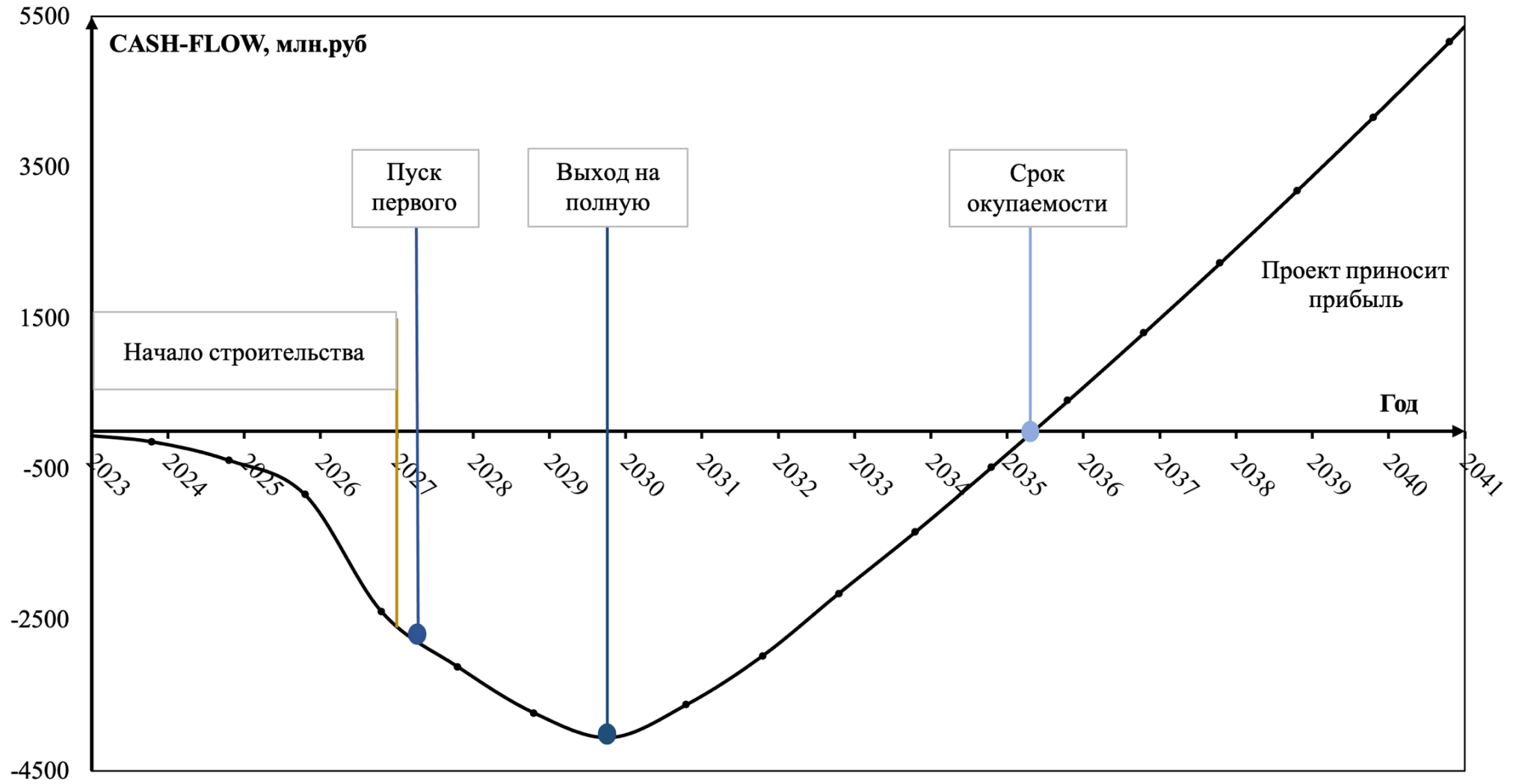


Рисунок Ж.7 – Укрупнённые этапы реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Крупные силовые трансформаторы. Контроль в работе и при ревизии

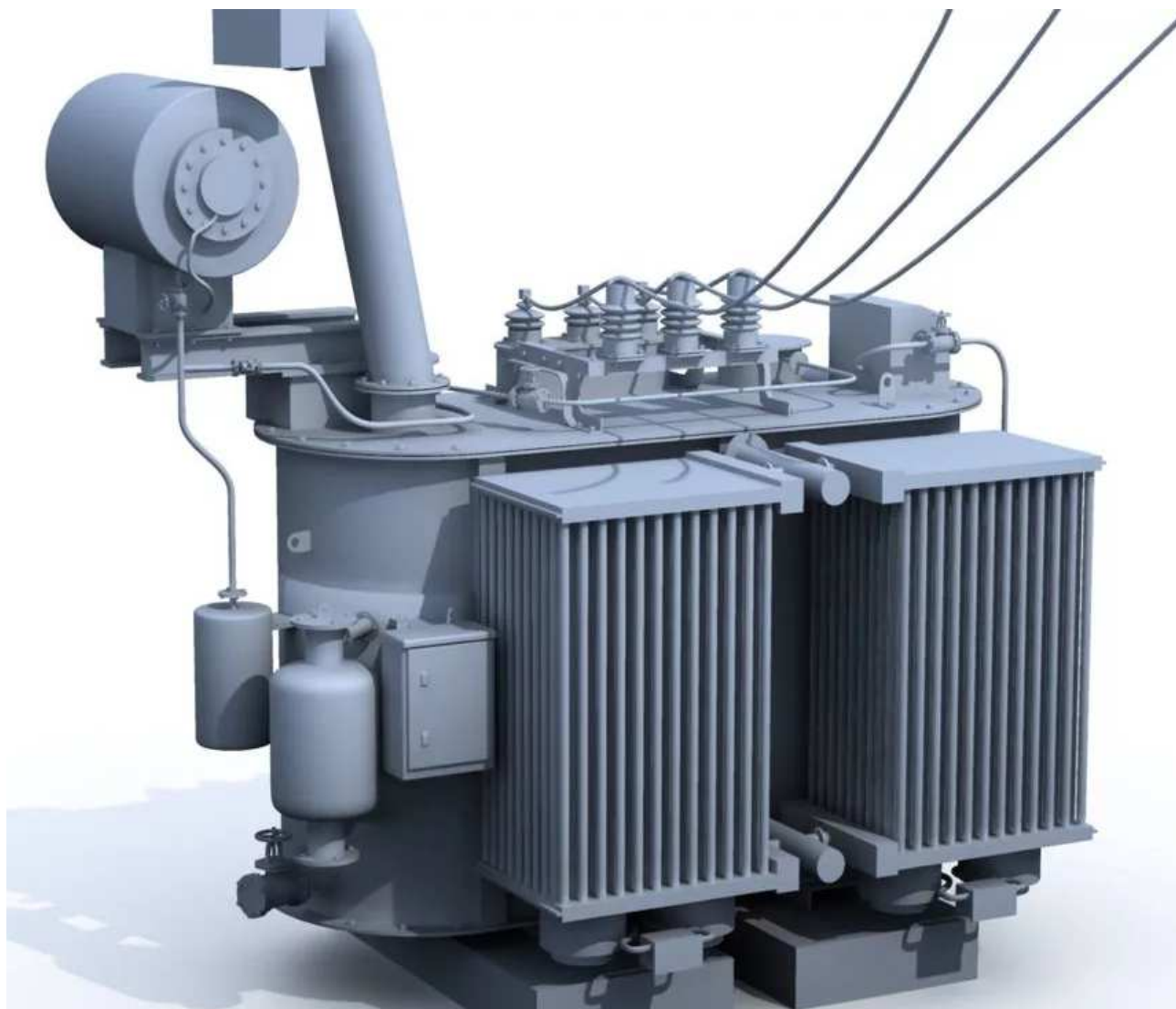


Рисунок И.1 – Трёхфазный силовой трансформатор

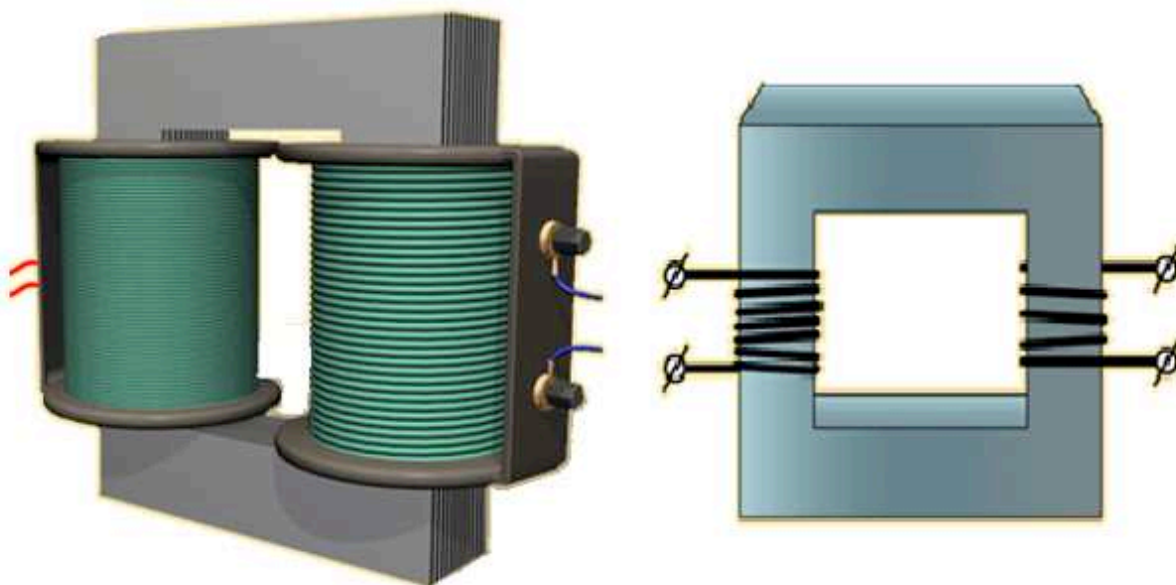


Рисунок И.2 – Магнитопрвод трансформатора

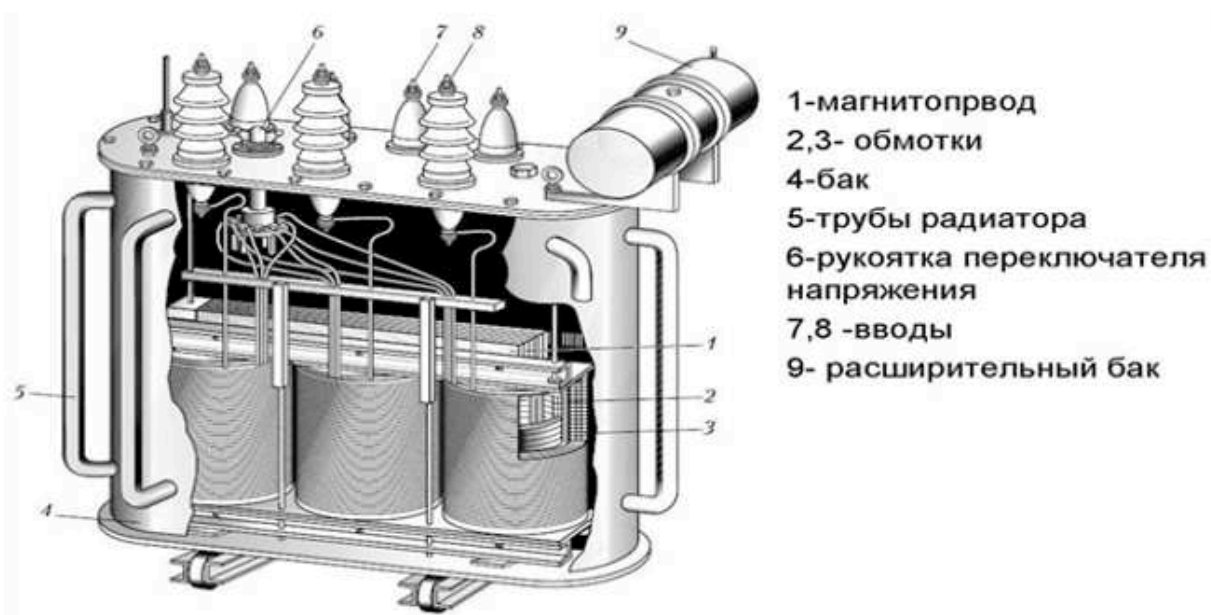


Рисунок И.3 – Основные элементы трансформатора

Продолжение приложения И

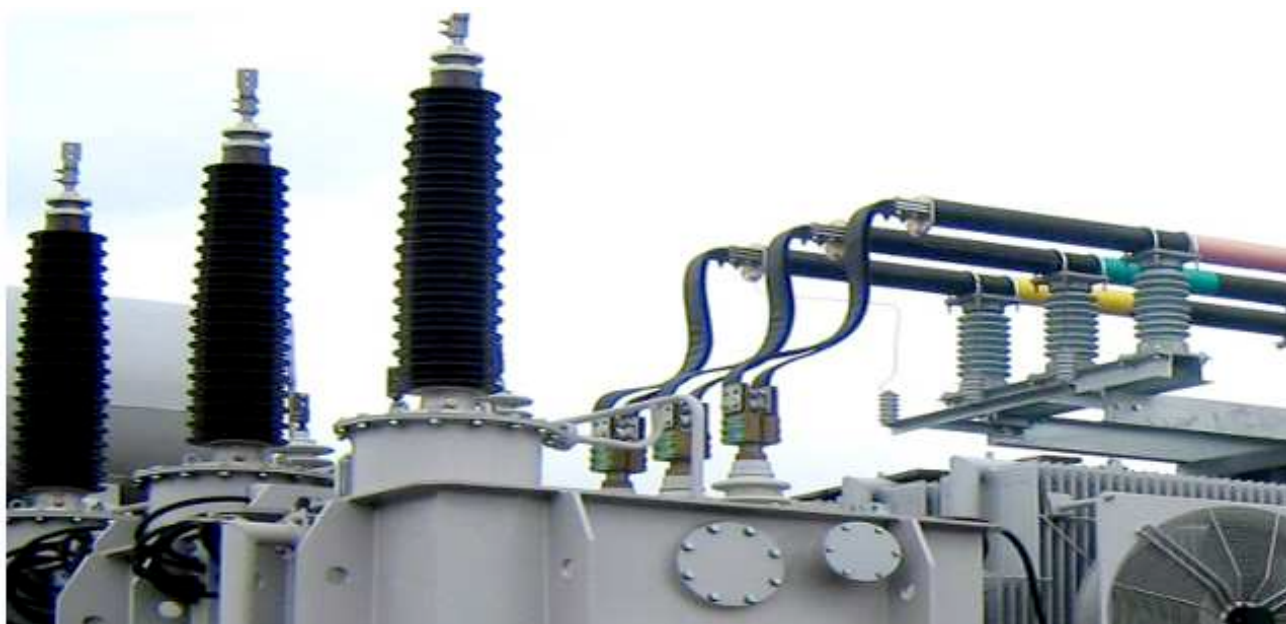


Рисунок И.4 – Силовые вводы



Рисунок И.5 – Газовое реле (реле Бухгольца)



Рисунок И.6 – Контрольно-измерительные приборы

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 
подпись. инициалы, фамилия

«15» мая 2022 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАНЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОНОЙ. КРУПНЫЕ
СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ В РАБОТЕ И
ПРИ РЕВИЗИИ

тема

Руководитель  15.06.22 Саяно-Шушенского филиала СФУ В.И. Татарников
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник  15.06.22 М.М. Чочаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Каневской ГЭС на реке Поной. Крупные силовые трансформаторы. Контроль состояния в работе и при ревизии».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

ИИ 15.04.22 АА Арчава
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

ДВ 09.04.22 Д.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

ДВ 09.04.22 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

ИИ 15.04.22 АА Арчава
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варшав 21.04.22 МС. Разумович
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

ДВ 07.06.22 Д.В. Захаров
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

ДВ 08.06.22 ВП. Андреев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

ИИ 21.04.22 Кадровцев АА
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

ИИ 22.04.22 ВВ. Лепесов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сидя - 15.06.22 К.П. Симонякова
подпись, дата инициалы, фамилия